



3 1761 11649292 7



Government  
Publications





Digitized by the Internet Archive  
in 2023 with funding from  
University of Toronto















2 Canada  
942 HOUSE OF COMMONS

Issue No. 1

Wednesday, June 11, 1980  
Thursday, June 12, 1980  
Wednesday, June 18, 1980  
Wednesday June 25, 1980

Chairman: Mr. Tom Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 1

Le mercredi 11 juin 1980  
Le jeudi 12 juin 1980  
Le mercredi 18 juin 1980  
Le mercredi 25 juin 1980

Président: M. Tom Lefebvre

✓ Minutes of Proceedings and Evidence  
4 of the Special Committee on  
v3

# Alternative Energy and Oil Substitution

Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'

# Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Organization, planning of Committee work—study  
on alternative energy and oil substitution

CONCERNANT:

Organisation, élaboration d'un plan de travail pour  
le Comité—étude de l'énergie de remplacement du  
pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980  
✓2

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980

SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. Tom Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. Tom Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*





## ORDERS OF REFERENCE

Friday, May 23, 1980

**ORDERED**,—That a Special Committee of the House of Commons, to be composed of seven Members to be named at a later date, be appointed to act as a Parliamentary Task Force on Alternative Energy and Oil Substitution to explore and report upon utilization of alternative energy sources such as "gasahol", liquified coal, solar energy, methanol, wind and tidal power, biomass, and propane for heating oil and vehicles, with special attention paid to the feasibility, the impact on balance of payments and overall economic desirability;

That the Committee have all of the powers given to Standing Committees by section (8) of Standing Order 65;

That the Committee have the power to retain the services of expert, professional, technical and clerical staff as may be deemed necessary;

That the Committee, its sub-committees and Members of the Committee have the power, when the Committee deems it necessary, to adjourn or travel from place to place inside and outside Canada and that, when deemed necessary, the required staff accompany the Committee, sub-committees or Members of the Committee, as the case may be;

That the provisions of sections (4) and (9) of Standing Order 65 be suspended, unless otherwise agreed to by the said Committee, in application to the said Committee; and

That, notwithstanding the usual practices of this House, if the House is not sitting when an interim or final report of the Committee is completed, the Committee may make the said report public before it is laid before the House, but that, in any case the Committee shall report to the House finally no later than December 19, 1980.

Wednesday, June 4, 1980

**ORDERED**,—That the Special Committee created on May 23, 1980, to act as a Parliamentary Task Force on Alternative Energy and Oil Substitution be composed of the following Members: Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

**ATTEST:**

*Pour le Greffier de la Chambre des communes*

*Le Greffier adjoint*

M. R. PELLETIER

*Clerk Assistant*

*For the Clerk of the House of Commons*

## ORDRES DE RENVOI

Le vendredi 23 mai 1980

**IL EST ORDONNÉ**,—Qu'un Comité spécial de la Chambre des communes, comprenant sept membres qui seront désignés à une date ultérieure, soit constitué aux fins suivantes: Pour faire fonction de groupe de travail parlementaire en matière d'énergie de remplacement du pétrole, chargé de faire des recherches et des rapports sur l'utilisation de sources d'énergie de remplacement comme le «gazohol», la houille liquéfiée, l'énergie solaire, le méthanol, le vent et l'énergie marémotrice, la biomasse, et le propane comme carburant pour le chauffage et les véhicules, en s'occupant plus particulièrement de leur praticabilité, de leur incidence sur la balance des paiements et de leur désirabilité en général;

Que le Comité ait tous les pouvoirs conférés aux comités permanents par le paragraphe (8) de l'article 65 du Règlement;

Que le Comité soit habilité à retenir les services de conseillers pour les aider dans leur travail; et aussi à engager le personnel professionnel et de soutien nécessaire;

Que le Comité, ses Sous-comités et ses membres soient habilités, lorsque le Comité le juge nécessaire, à se transporter ou voyager d'un lieu à un autre au Canada ou à l'étranger et que, lorsque cela est jugé nécessaire, le Comité, Sous-comités ou membres du Comité, selon le cas, soient accompagnés des employés dont ils ont besoin;

Que l'application des dispositions des paragraphes (4) et (9) de l'article 65 du Règlement à ce Comité soit suspendue, sauf si le Comité convient de ne pas la suspendre; et

Que, nonobstant la pratique habituelle de la Chambre, si la Chambre ne siège pas lorsqu'un rapport intérimaire ou final du Comité est terminé, le Comité puisse rendre ce rapport public avant de le déposer à la Chambre, mais que, dans tous les cas, le Comité fasse à la Chambre son rapport final au plus tard le 19 décembre 1980.

Le mercredi 4 juin 1980

**IL EST ORDONNÉ**,—Que le Comité spécial, institué le 23 mai 1980, pour faire fonction de groupe de travail parlementaire en matière d'énergie de remplacement de pétrole, se compose des députés dont les noms suivent: Messieurs Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

**ATTESTÉ**



## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JUNE 11, 1980

(1)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3:45 o'clock p.m. this day for the purpose of organization.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

The Clerk of the Committee presided over the election of the Chairman.

Mr. Portelance moved,—That Mr. Lefebvre do take the Chair of this Committee as Chairman.

On motion of Mr. Rose, it was agreed,—That should the Chairman be unable to be present at a meeting, any other Member of the Committee designated by the Chairman be authorized to act in his place.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the Committee meet *in camera* on Thursday, June 12, 1980 for the purpose of hearing Mr. P. Laundry, Director of the Research Branch of the Library of Parliament and Mr. Dean N. Clay, Chief of the Science and Technology Division of the Research Branch on the expert assistance which can be provided to the Committee by his Branch and also to study, analyse and interpret the Order of Reference given this Committee by the House on May 23, 1980.

On motion of Mr. McCauley, it was agreed,—That the Committee print 1000 copies of the Minutes of Proceedings and Evidence.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That meetings be held to receive and authorize the printing of evidence when a quorum is not present, provided there be at least two Members in attendance with representation from the Government Party and one of the Opposition Parties.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the Chairman, after consultation with the opposition parties, be authorized to call *in camera* meetings.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That, as directed by the Chairman, *in camera* meetings of the Committee be recorded and copies of the transcript made available only to Members of the Committee and Expert Staff hired by the Committee.

On motion of Mr. Corbett, it was agreed,—That the Chairman be authorized to invite witnesses and to call meetings in accordance with schedules suggested by the Chairman after consultation with the different parties.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That a twenty-four hour notice be given to all Members of the Committee when a vote is to be taken on any motion in the Committee.

On motion of Mr. McCauley, it was agreed,—That the Chairman, through the Clerk of the Committee, direct the research staff in the preparation of studies, analyses and précis.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That members of the staff and other expert assistants be allowed to take part

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 11 JUIN 1980

(1)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole tient aujourd'hui à 15 h 45 sa séance d'organisation.

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

Le greffier du Comité préside à l'élection du président.

M. Portelance propose,—Que M. Lefebvre soit nommé président du Comité.

Sur la motion de M. Rose, il est convenu,—Que, si le président ne peut être présent à une séance, tout autre membre du Comité désigné par le président soit autorisé à agir à sa place.

Sur la motion de M. Portelance, il est convenu,—Que le Comité se réunisse à huis clos le jeudi 12 juin 1980 pour entendre M. P. Laundry, directeur du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement et M. Dean N. Clay, chef de la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche concernant l'aide qui peut être assurée au Comité par son Service et également pour étudier, analyser et interpréter l'ordre de renvoi accordé au Comité par la Chambre le 23 mai 1980.

Sur la motion de M. McCauley, il est convenu,—Que le Comité fasse imprimer 1000 exemplaires de ses procès-verbaux et témoignages.

Sur la motion de M. MacBain, il est convenu,—Que des séances soient tenues, à défaut de quorum, pour recevoir des témoignages et en autoriser l'impression, pourvu qu'il y ait au moins deux membres présents et que le parti au pouvoir et un parti de l'opposition soient représentés.

Sur la motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que le président, après consultation avec les partis de l'opposition, soit autorisé à convoquer des séances à huis clos.

Sur la motion de M. MacBain, il est convenu,—Que, tel qu'indiqué par le président, les séances du Comité tenues à huis clos soient enregistrées et que des exemplaires de la transcription ne soient mis à la disposition que des membres du Comité et du personnel recruté par le Comité.

Sur la motion de M. Corbett, il est convenu,—Que le président soit autorisé à inviter des témoins et convoquer des séances conformément aux calendriers proposés par le président après consultation avec les différents partis.

Sur la motion de M. Portelance, il est convenu,—Qu'un avis de vingt-quatre heures soit envoyé à tous les membres du Comité lorsqu'un vote doit être pris sur toute motion proposée au Comité.

Sur la motion de M. McCauley, il est convenu,—Que le président, par le biais du greffier du Comité, conseille le personnel de recherche dans la préparation des études, des analyses et des précis.

Sur la motion de M. MacBain, il est convenu,—Que les membres du personnel et les autres conseillers puissent prendre



in the questioning of witnesses, with permission of the Committee.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That the Clerk be authorized, as directed by the Chairman, to purchase such publications as may be required for the Committee's own use and to have letterheads printed.

On motion of Mr. Corbett, it was agreed,—That during travel from place to place, and when deemed necessary, the necessary staff, including researchers, consultants, and research assistants of the Members of the Committee do accompany the Committee, its Sub-committees and Members of the Committee.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That reasonable travelling and living expenses and a *per diem* allowance when required in accordance with the scale approved by the Speaker be paid to expert witnesses who have been requested to appear before the Committee.

At 5:10 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

#### THURSDAY, JUNE 12, 1980

(2)

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met *in camera* at 3:45 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, Portelance and Rose.

*Witnesses: From the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. P. Laundry, Director; Mr. D. N. Clay, Chief, Science and Technology Division.

Pursuant to its Order of Reference dated Friday, May 23, 1980, the Committee proceeded to the consideration of the business of the Committee.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the Committee retain the services of the Science and Technology Division of the Research Branch, Library of Parliament, under the direction of Mr. Dean N. Clay, for the purpose of providing expert assistance to the Committee during the consideration of its Order of Reference.

*It was agreed,*—That Mr. Dean Clay, Chief of the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament be designated project manager during the Committee's consideration of its Order of Reference.

On motion of Mr. Rose, it was agreed,—That the Clerk of the Committee and representatives of the Science and Technology Division of the Research Branch, Library of Parliament, be authorized to prepare a complete plan of action for the Committee to follow during the consideration of its Order of Reference, taking into consideration the views, opinions and wishes of the Members of this Committee, and that the Committee meet *in camera* on Wednesday, June 18, 1980 at 4:00 o'clock p.m. for the purpose of looking into and considering the draft plan of action.

*It was agreed,*—That Members of the Committee be authorized to attend the Canadian National Power Alcohol Conference 1980, (CANPAC 80), sponsored by the Biomass Energy Institute, Winnipeg, Manitoba that will be held from June 18 to June 20, 1980, and that the Clerk of the Committee

part à l'interrogation des témoins avec la permission du Comité.

Sur la motion de M. MacBain, il est convenu,—Que le greffier soit autorisé, tel qu'indiqué par le président, à acheter les publications nécessaires pour l'usage personnel du Comité et de faire imprimer du papier à en-tête.

Sur la motion de M. Corbett, il est convenu,—Que, pendant qu'il voyage d'un endroit à l'autre, et lorsqu'il est jugé utile, le personnel nécessaire, y compris les recherchistes, les conseillers, et les adjoints à la recherche des membres du Comité accompagnent le Comité, ses Sous-comités et les membres du Comité.

Sur la motion de M. MacBain, il est convenu,—Que des frais raisonnables de déplacement et de séjour et une allocation *per diem* s'il y a lieu, conformément à l'échelle approuvée par l'Orateur, soient versés aux témoins à qui on a demandé de comparaître devant le Comité.

A 17 h 10, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

#### LE JEUDI 12 JUIN 1980

(2)

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à huis clos à 15 h 45, sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, Portelance et Rose.

*Témoins: Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:* M. P. Laundry, directeur; M. D. N. Clay, chef, Division des sciences et de la technologie.

Conformément à son ordre de renvoi du vendredi 23 mai 1980, le Comité entreprend l'étude de ses travaux.

Sur la motion de M. Portelance, il est convenu,—Que le Comité retienne les services de la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement sous la direction de M. Dean N. Clay, afin d'aider le Comité au cours de l'étude sur l'ordre de renvoi.

*Il est convenu,*—Que M. Dean Clay, chef de la Division des sciences et de la technologie du Service de la Bibliothèque du Parlement soit désigné comme gestionnaire de projet au cours de l'étude du Comité de son ordre de renvoi.

Sur la motion de M. Rose, il est convenu,—Que le greffier du Comité et les représentants de la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement soient autorisés à préparer un plan d'action que le Comité doit suivre au cours de l'étude de son ordre de renvoi, tout en tenant compte des points de vue, des opinions et des désirs des membres du Comité et que le Comité se réunisse à huis clos le mercredi 18 juin 1980, à 16 heures en vue d'analyser et d'étudier le projet du plan d'action.

*Il est convenu,*—Que les membres du Comité soient autorisés à assister à la Canadian National Power Alcohol Conference 1980 (CANPAC 80), parrainée par le Biomass Energy Institute, Winnipeg, Manitoba, qui aura lieu du 18 au 20 juin



be authorized to make the necessary arrangements accordingly.

*It was agreed*,—That the Committee sit every Tuesday from 12:00 o'clock noon to 2:00 o'clock p.m. and every Wednesday afternoon from 4:00 o'clock p.m. to 6:00 o'clock p.m. for the purpose of considering its Order of Reference, and that the Clerk of the Committee make the necessary arrangements to ensure that a light lunch is served for Members and expert staff of the Committee.

At 5:00 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, JUNE 18, 1980

(3)

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met *in camera* at 4:03 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present*: Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

Pursuant to its Order of Reference dated Friday, May 23, 1980, the Committee proceeded to the consideration of the business of the Committee.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the Minutes of Proceedings of the *in camera* meeting held on Thursday, June 12, 1980 be printed, as circulated to the Members of the Committee.

At 6:00 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, JUNE 25, 1980

(4)

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3:07 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present*: Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament*: Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager and Mr. John Graham, Committee Researcher.

*Witness: From Energy, Mines and Resources Canada*: Dr. K. Whitham, Assistant Deputy Minister, Conservation and Non Petroleum Branch.

Dr. Whitham made an opening statement and answered questions.

In accordance with the resolution adopted by the Committee on June 12, 1980, the Committee's expert staff, by consent, questioned the witness.

At 5:46 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

1980, et que le greffier du Comité soit autorisé en conséquence à prendre les dispositions nécessaires.

*Il est convenu*,—Que le Comité siège chaque mardi, de midi à 14 heures et chaque mercredi après-midi de 16 heures à 18 heures afin d'étudier son ordre de renvoi, et que le greffier du Comité prenne les dispositions nécessaires pour s'assurer qu'un repas léger soit servi aux membres et au personnel du Comité.

A 17 heures, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 18 JUIN 1980

(3)

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à huis clos à 16 h 03, sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents*: MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

Conformément à son ordre de renvoi du vendredi 23 mai 1980, le Comité entreprend l'étude du calendrier de ses travaux.

Sur la motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que le procès-verbal de la séance du jeudi 12 juin 1980, tenue à huis clos, soit imprimé tel que distribué aux membres du Comité.

A 18 heures, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 25 JUIN 1980

(4)

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 15 h 07 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents*: MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement*: M. Dean N. Clay, chef et gestionnaire de projet du Comité et M. John Graham, chercheur du Comité.

*Témoin: De Énergie, Mines et Ressources Canada*: M. K. Whitham, sous-ministre adjoint, Direction de la conservation et des produits non pétroliers.

M. Whitham fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Conformément à la résolution adoptée par le Comité le 12 juin 1980, du consentement, le personnel du Comité interroge le témoin.

A 17 h 46, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

Wednesday, June 11, 1980

• 1548

[Texte]

**The Clerk of the Committee:** Hon. members, there being a quorum the first item of business is to elect a chairman. I am ready to entertain motions to that effect. Mr. Portelance.

**M. Portelance:** Monsieur le greffier, j'aimerais proposer, comme président du Comité, le député de Pontiac-Gatineau-Labelle, M. Tom Lefebvre qui, j'en suis certain, saura bien conduire les travaux du comité en question.

**Le greffier:** Alors, il est proposé par M. Portelance que M. Lefebvre occupe la fonction de président du Comité.

Il n'y a pas d'autres motions? La proposition est la suivante:

Il est proposé par M. Portelance que M. Lefebvre occupe la fonction de président du Comité. Plaît-il au Comité d'adopter la proposition?

**Des voix:** D'accord.

**Le greffier:** Je déclare donc M. Lefebvre élu président du Comité. Monsieur Lefebvre.

**Mr. Rose:** Just like getting elected by the people in Quebec.

**The Chairman:** Just like being elected in Pontiac last election.

Thank you very much. Merci beaucoup, chers collègues. Je ferai mon possible de diriger les travaux de ce Comité avec la compétence que votre confiance exige.

Thank you very much for your support. You have before you, gentlemen, a document that was prepared by our Clerk, Mr. Robert Normand. I have met with him on two or three occasions, waiting for this meeting, in an effort to bring to the attention of the Committee various proposals which I would like, if we have time, to go through now. It should not take that long. Some of them are merely mechanical resolutions but I would like us to go through these documents item by item now.

• 1550

Mr. Rose has told us that he will be leaving at four o'clock as he has to attend a Members Services committee meeting, but he has this document and I think he has had time to look through it. Mr. Rose, is anything in there that you see that you may have a difference of opinion with, you could maybe let us know. We could even stand the item for you until a future meeting, but I do not think there is anything—at least, I do not believe there is anything—in there that would lead to a difference of opinion.

You will notice on the first page the notes that were prepared for me but I have asked Mr. Normand to give you all a copy to facilitate our discussion here. But one of the items that was not included was a request that I received yesterday by telephone from the *Canadian Renewable Energy News*, a monthly paper which apparently is being distributed throughout Canada on just the very subjects that we will be studying.

## TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

Le mercredi 11 juin 1980

[Traduction]

**Le greffier du Comité:** Honorables députés, étant donné que nous avons maintenant le quorum, la première question à l'ordre du jour est l'élection d'un président. Je suis prêt à recevoir des motions à cet effet. Monsieur Portelance.

**Mr. Portelance:** Mr. Clerk, as Chairman of the Committee, I would like to nominate the member for Pontiac-Gatineau-Labelle, Mr. Tom Lefebvre, who I am sure will do a good job of directing the work of the Committee in question.

**The Clerk:** Moved by Mr. Portelance that Mr. Lefebvre will take the Chair of this Committee as Chairman.

Are there any other motions? The motion is as follows:

Moved by Mr. Portelance that Mr. Lefebvre do take the Chair of this Committee as Chairman. Does the motion carry?

**Some hon. Members:** Motion agreed to.

**The Clerk:** I hereby declare Mr. Lefebvre elected Chairman of this Committee. Mr. Lefebvre.

**M. Rose:** C'est comme se faire élire au Québec par la population.

**Le président:** C'est comme se faire élire dans la circonscription de Pontiac aux dernières élections.

Merci beaucoup. Thank you very much my friends. I will do my utmost to direct the work of this Committee with the competence which your confidence demands.

Je vous remercie beaucoup de votre appui. Messieurs, vous avez devant vous un document préparé par notre greffier, M. Robert Normand. Je me suis entretenu à deux ou trois reprises avec lui, en anticipation de cette réunion, dans le but de préparer les diverses propositions que je voudrais porter à l'attention des membres du Comité; si nous avons le temps, nous allons donc les revoir maintenant. Cela ne devrait pas être long. Certaines d'entre elles sont de simples motions de routine, mais je voudrais qu'on étudie ces documents un par un tout de suite.

M. Rose nous a fait savoir qu'il doit s'absenter à 16 heures pour se rendre à une séance du comité permanent de la Gestion et des Services aux députés, mais il a reçu ce document et il a eu le temps d'y jeter un coup d'œil. Monsieur Rose, s'il y a des choses dans ce document sur lesquelles vous n'êtes pas d'accord, veuillez nous le dire. Le cas échéant, nous pourrions les réserver pour une autre séance, mais à mon avis il n'y a rien là qui puisse donner lieu à des divergences d'opinions.

À la première page, vous trouverez les notes préparées à mon intention, et, afin de nous aider dans notre discussion, j'ai demandé à M. Normand d'en remettre une copie à chacun. Toutefois, vous n'y trouverez pas la demande que j'ai reçue hier par téléphone du *Canadian Renewable Energy News*, une revue mensuelle apparemment distribuée partout au Canada et spécialisée dans les domaines que nous allons étudier. Ils m'ont



## [Text]

They phoned and asked for permission to take a photograph of the members of the committee so that they could have it in their next monthly issue. The deadline is within a couple of days; so, with your permission, I will adjourn the meeting for about a minute and let the photographer come in.

**Mr. Portelance:** Before you do that, maybe we should wait until the other member of the committee, Mr. Gurbin, has come.

**The Chairman:** The Clerk checked with all the offices of members and each one said they would be here.

**Mr. Portelance:** Maybe at the end of the meeting we could take a picture. We would have time.

**The Chairman:** Yes. I would sooner that all members be here, as well. But if we go beyond four o'clock, we will lose Mr. Rose.

**Mr. Portelance:** We do not want to lose Mark, of course.

**The Chairman:** All right, then we will wait until four o'clock.

**Mr. Portelance:** Secondly, Mr. Chairman, I note that you have, on the next page, an item about the election of a vice-chairman. Now, should we go that way or should we leave it up to you to designate someone to be vice-chairman when you are not here? Anyone could become vice-chairman.

**The Chairman:** I am in the hands of the committee on this, and this is why I made a note of this. First of all, is it the wish or the feeling of the committee that we need a vice-chairman, taking into account that we have only seven members?

**Mr. Rose:** I know, but at the same time, who knows what might happen to you, Mr. Chairman. You could get ill, or anything. I suppose we could meet at that time—the survivors.

**The Chairman:** This is why I made a second notation there, that should the Chairman be unable to be present at a meeting, then any other member of the committee designed by the Chairman be authorized to act in his place. Now, the reason for that is that I think we are breaking new ground in these new parliamentary task forces. We are trying to be a little bit more informal than we are in a regular committee, but if it is the feeling of the membership that we should have a vice-chairman, I am in your hands.

**Mr. Rose:** I move that we do not and that item 4(a)(ii) applies.

Motion agreed to.

**The Chairman:** We can bring this up again later on if we feel that there is a need to do so.

As you will notice in the notes that I made, we have a very wide-ranging mandate. If you have read the Order of Reference—and I have made notes of part of it here—you will know that we have a mandate to go out and hire expert professional, technical and clerical staff; to adjourn from place to place inside and outside Canada, with power for staff to accompany the Committee. We have a very wide-ranging, complex and important study ahead of us and as we noted here, in my talks with the Clerk while I was a chairman-designate, it is very important that we prepare some kind of a proper plan to know where we are going because in our order of reference there is made mention of many items, any one of which could occupy

## [Translation]

demandé la permission de prendre une photo des membres du comité afin de la publier dans leur prochain numéro. Comme ils n'ont que quelques jours pour préparer leur prochain numéro, avec votre permission, je vais suspendre la séance pour une minute et inviter le photographe à entrer.

**M. Portelance:** Avant de le faire, nous devrions peut-être attendre l'autre membre du comité, M. Gurbin.

**Le président:** Le greffier a communiqué avec les bureaux de tous les membres et tous ont répondu qu'ils seraient là.

**M. Portelance:** Nous pourrions aussi prendre la photo à la fin de la séance. Nous aurions le temps, alors.

**Le président:** En effet. Je préférerais que tous les membres soient là, mais passé 16 heures, nous n'aurons pas M. Rose.

**M. Portelance:** Bien sûr, nous ne voulons pas que Marc rate cela.

**Le président:** Très bien alors, nous attendrons jusqu'à 16 heures.

**M. Portelance:** Ensuite, monsieur le président, je remarque à la page suivante qu'il est question de l'élection d'un vice-président. Devons-nous élire un vice-président ou vous laisser libre d'en désigner un pour vous remplacer en votre absence? N'importe qui pourrait être vice-président.

**Le président:** Je m'en remets à vous et c'est pourquoi je l'ai signalé. D'abord, puisque que nous ne sommes que 7 membres, croyez-vous qu'il nous faille absolument un vice-président?

**M. Rose:** Je sais, mais par contre on ne sait jamais ce qui pourrait vous arriver, monsieur le président. Vous pourriez tomber malade, ou que sais-je. En pareil cas, je présume que les survivants pourraient se réunir.

**Le président:** C'est pourquoi j'ai ajouté que si le président était dans l'impossibilité d'assister à une séance, alors n'importe quel membre du comité désigné par lui serait autorisé à agir à sa place. Je pense que dans ces nouveaux groupes parlementaire de travail nous sommes en mesure d'innover. Nous essayons d'être un peu moins stricts que les comités permanents, mais je m'en remets à vous si vous croyez que nous devrions avoir un vice-président.

**M. Rose:** Je propose que nous nous en passions, ce aux termes de l'article 4(a)(ii).

La motion est adoptée.

**Le président:** Si nous jugeons que c'est nécessaire nous pourrions soulever la question à nouveau plus tard.

On peut voir d'après les notes que j'ai rédigées que notre mandat porte sur bien des choses. Si vous avez lu l'ordre de renvoi que j'ai reproduit en partie ici, vous verrez qu'il nous permet d'embaucher des experts, des techniciens et du personnel de soutien, de siéger n'importe où au Canada et à l'étranger, avec l'autorisation de nous faire accompagner par le personnel nécessaire. C'est une étude importante, complexe et de très grande envergure qui nous attend, et comme nous en avons déjà discuté avec le greffier alors que j'étais président désigné, il est essentiel que nous établissions un plan d'action précis. Le mandat de notre comité porte sur plusieurs points, donc chacun pourrait nous tenir occupés pour des semaines et



## [Texte]

this Committee for maybe weeks and even months if we do not plan our agenda correctly. That is why under (f) I signify the importance of ensuring that the Committee be provided with the necessary expert help to do the following: assist in the planning of the Committee's work; carry out specific research projects; prepare briefing material for members of the Committee; analyse briefs received by this Committee; advise the Committee on possible witnesses, literature and sites to visit; assist and accompany the Committee, or members of the Committee during fact-finding missions inside or outside Canada.

• 1555

So this brings us to item (g) on page 2, the importance of deciding on which day and at what time the Committee will meet so as to ensure that no members be prevented from attending.

Oh, before I go too far, Mr. Normand, I guess we should now adjourn, by the rules of the House, and let our photographer. . . . It is almost 4 p.m., Mr. Rose has to leave, but Mr. Gurbin. . . . Can you wait two more minutes, Mark, in case?

**An hon. Member:** They just called his office. He is on his way.

**The Chairman:** Okay. Gentlemen, we have so much before us that I would suggest, if you are in agreement, we can find a common time that is not conflicting with your other duties in the House and in committees. First of all, we do not have to worry about the block system. We are a special committee; we can find our own time and fit in.

I will suggest that for the first month or two of our work, which is going to be very heavy, we meet twice a week for two hours until we really get to know, because we are going to have a lot of homework to do besides that. I am sure we will get enough documentation here that it could drown us but we should have, I believe, two two-hour sessions to begin with and then go on from there. So I would like your idea as to what day of the week and what times during the day would fit in with the seven of us.

**Mr. Rose:** Would it not be worthwhile, Mr. Chairman, to perhaps submit the current times we are busy?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Rose:** Then give it to the Clerk or the chairman and from there he could perhaps make some recommendations. Some of us are going to have to alter some of them, right? I would prefer to do it that way. I mean, how can we tackle that today? For instance, I could say, Look, I am on this committee, I am busy with caucus every morning at 10 and stuff like that. I would rather not do that. I would rather submit it and say that I am tied up at these times for certain.

**The Chairman:** Then just before you go, Mark, would everybody be agreeable? If you would look on page 4, I want to jump to page 4 before Mr. Rose leaves, under item 5, the

## [Traduction]

même des mois, si nous n'établissons pas un calendrier rigoureux. C'est la raison pour laquelle je souligne au paragraphe (f) qu'il importe que ce comité bénéficie de l'aide de spécialistes. Ces derniers auront pour fonction d'aider à la planification des travaux du comité, à la réalisation de projets de recherches précis, à la rédaction de documents d'appui à l'intention des membres du comité et à l'analyse de rapports déposés en comité. Ils devront également prodiguer des conseils aux membres du comité sur les témoins à inviter, les ouvrages à consulter et les lieux à visiter, aider ou accompagner les membres du comité qui effectuent des voyages d'enquête au Canada ou à l'étranger.

Cela nous amène au paragraphe (g) page 2. Il est important d'établir un calendrier précis de nos réunions afin que tous les membres du comité soient disponibles.

Avant d'aller trop loin, monsieur Normand, je crois que nous devrions nous conformer au Règlement de la Chambre et suspendre la séance, afin de permettre au photographe. . . . Il est presque 16 h et M. Rose doit nous quitter, mais M. Gurbin. . . . pouvez-vous attendre deux minutes, Mark, au cas où?

**Une voix:** On vient juste de téléphoner à son bureau. Il arrive.

**Le président:** Bon. Nous avons beaucoup de pain sur la planche et si vous êtes d'accord, je propose que nous trouvions une heure qui vous arrange sans empiéter sur vos autres fonctions à la Chambre et en comité. Tout d'abord, nous n'avons pas à nous inquiéter de la grille des séances. Notre comité est un comité spécial, et il nous appartient de fixer les heures de séances.

Je propose que pour les deux premiers mois, qui seront très chargés, nous nous rencontrions deux fois par semaine à raison de deux heures chaque fois. Cela nous permettra de nous familiariser avec le sujet. De toute façon, nous aurons encore beaucoup de travail à faire par nous-mêmes. Je suis certain que nous serons submergés de documents. Nous devrions donc commencer par deux séances hebdomadaires de deux heures. Pourriez-vous me dire quels sont les jours et les heures de la semaine qui conviennent à tout le monde?

**M. Rose:** Il vaudrait peut-être mieux, monsieur le président, que nous vous indiquions les heures où nous sommes occupés.

**Le président:** En effet.

**M. Rose:** Nous pouvons indiquer ces heures au greffier ou au président, et à partir de là, il pourra établir un calendrier provisoire qu'il faudra certainement modifier. J'aimerais mieux que nous procédions ainsi, et d'ailleurs je ne vois pas comment nous pourrions procéder autrement. Par exemple, je pourrais indiquer que je fais partie de tel ou tel comité, que je participe au caucus chaque matin à 10 heures, etc. Je ne crois pas que ce soit la bonne solution. Je préfère indiquer les heures auxquelles je suis pris.

**Le président:** Avant que vous ne partiez Mark, je voudrais savoir si tout le monde est d'accord. Avant que M. Rose ne s'en aille, je vais passer au point cinq, page 4. Il s'agit de la

[Text]

next meeting of this Committee. Would you all be available, or would a majority of you be available for tomorrow afternoon, 3.30?

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** The purpose of the meeting would be to have Mr. Phillip Laundy, the Director of the Research Branch of the Library of Parliament to come before us with some of his officials to explain the help he can give us.

I would like to adjourn for about a minute to let the photographer take his picture.

**The Chairman:** I call the meeting back to order. There will be an in camera meeting tomorrow afternoon at 3:30 p.m. in room 307 WB. The purpose of the meeting is outlined on page four of your notes under item 5. May I have a motion?

**Mr. Portelance:** I move that the Committee meet in camera on Thursday, June 12, 1980 for the purpose of hearing Mr. P. Laundy, Director of the Research Branch of the Library of Parliament and Mr. Dean N. Clay, Chief of the Science and Technology Division of the Research Branch on the expert assistance which can be provided to the Committee by his branch and also to study, analyse and interpret the order of reference given this Committee on May 23, 1980.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Now the main reason for that motion, gentleman—as you know, in our order of reference, we have a mandate that is very wide and we can go out in the marketplace and hire expert staff. A letter was written to me by Mr. Laundy some time ago saying that before we did that he would offer his services. This is a highly professional group within the Library of Parliament and I understand one of the representatives is here today, Mr. Clay, whom I have met. All of them have a Master of Science degree or better. Before we go out in the marketplace, perhaps it would be good to have a meeting with Mr. Laundy. You could question him. He is going to give us notes on what he can provide. Later on if we feel that this is not sufficient, there is nothing to prevent us from going out into the marketplace and get some further help if this Committee so desires.

Personally I would like us to discuss very, very seriously with Mr. Laundy because we could get rolling immediately if we go that way. Apparently the people he has on his staff are highly qualified professional people and I think they could help us a lot, so I would like you to consider it at tomorrow's meeting after we meet with Mr. Laundy. You also have a letter from Mr. Clay to Mr. David Cook, who was to be the clerk of this Committee but it was changed, explaining the actual services that can be provided to us. Excuse me Mr. Gurbin; you had a question?

**Mr. Gurbin:** I am quite happy to support what you are saying. The question was really whether this is an attempt to provide us with resource people.

**The Chairman:** Yes.

[Translation]

prochaine réunion de ce comité. Êtes-vous pour la plupart disponibles demain après-midi à 15 h 30?

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** M. Phillip Laundy, directeur de la direction des recherches de la bibliothèque du Parlement doit comparaître ici avec certains de ses collaborateurs. Il nous parlera de l'aide qu'il peut nous apporter.

Je voudrais suspendre la séance pendant une minute ou deux, de façon à permettre au photographe de faire son travail.

**Le président:** A l'ordre, messieurs. Il y aura demain après-midi à 15 h 30, dans la pièce 307 de l'édifice de l'Ouest, une séance à huis clos dont l'objet est décrit à la page 4, paragraphe 5 des notes que vous avez sous les yeux. Quelqu'un veut-il bien présenter la motion?

**M. Portelance:** Je propose que le comité se réunisse à huis clos le jeudi 12 juin 1980 dans le but d'entendre M. P. Laundy, directeur du Service de recherche de la bibliothèque du Parlement, et M. Dean N. Clay, chef de la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche, qui nous parleront des experts-conseils qu'ils peuvent mettre à notre disposition; nous en profiterons aussi pour étudier, analyser et interpréter l'ordre de renvoi donné au comité le 23 mai dernier.

La motion est adoptée.

**Le président:** La raison principale de cette motion, c'est que notre ordre de renvoi nous confie un mandat très large qui nous permettrait d'aller chercher des experts-conseils dans le secteur privé. Il y a quelque temps, M. Laundy m'a envoyé une lettre dans laquelle il disait que nous devrions auparavant voir quels services il pourrait nous offrir. Les chercheurs de la bibliothèque du Parlement sont des professionnels et l'un d'entre eux, M. Clay, que j'ai eu le plaisir de rencontrer, est ici aujourd'hui. Tous ont au moins une maîtrise en sciences. Par conséquent, avant d'aller chercher sur le marché du travail, il vaudrait mieux en discuter avec M. Laundy. Vous aurez l'occasion de l'interroger également. Il nous communiquera aussi par écrit les services qu'il peut nous offrir. Par la suite, si nous avons l'impression que cela ne nous suffit pas, nous pourrions toujours aller chercher dans le secteur privé.

Personnellement, j'aimerais que nous ayons une discussion très sérieuse avec M. Laundy car cela nous permettrait de commencer nos travaux sans tarder. Les chercheurs de son service sont des professionnels très compétents qui peuvent certainement nous être très utiles. Je veux donc que nous envisagions cette solution à la réunion de demain qui aura lieu après en avoir discuté avec M. Laundy. Parmi vos documents, vous trouverez une lettre qu'avait envoyée M. Clay à M. David Cook, qui devait être à l'origine le greffier du comité, dans laquelle il explique les services dont nous pourrions disposer. Vous voulez poser une question monsieur Gurbin?

**M. Gurbin:** Je suis parfaitement d'accord avec vous, mais la question est de savoir si l'on veut nous fournir des personnes ressources.

**Le président:** C'est bien cela.



## [Texte]

**Mr. Gurbin:** My only concern is that we should not limit ourselves to this format and that we would be able to discuss as a group together after the opportunities we have for information.

**The Chairman:** Sure. Oh yes, at the meeting tomorrow we could explore with Mr. Laundy and the people with him everything they can provide to us. If this Committee feels that we should go that way, we make an agreement with Mr. Laundy to provide all this help for us; but, later on, if any one member of the Committee or members feel that there is somebody else that we should ultimately be using, this would in no way prevent that.

• 1605

**Mr. Gurbin:** Is that going to be an opportunity we have initially, or is that something that will happen after we get done with this list of people, if we accept his list of people? I think it is fair to explain to you why I am making a point of this, because I am not trying to be difficult.

**The Chairman:** No, no.

**Mr. Gurbin:** In the last week, through science and technology, in our Conservative caucus, we had an opportunity to meet with the people who are in charge in Western Canada of their research and development of alternate energy sources, conservation and so on. Over the past several years there were some very involved people both in pure research and also in development from the production side, if you will, of some things in Ontario who we should have an opportunity to meet with. I was just concerned that we would be narrowing ourselves to a perspective from Ottawa and from Ottawa-based people.

**The Chairman:** No. I do not want to prejudge what Mr. Laundy could explain to us tomorrow, so would you be willing to wait until we meet tomorrow with Mr. Laundy and his people? We might find out that half of them are from Western Canada. But in no way would I think an agreement with Mr. Laundy would prevent this committee from saying we need one or two other people completely apart from the parliamentary library. I think this would be understood and acceptable to everyone.

**Mr. Corbett:** Mr. Chairman, it is my understanding that the terms of reference indicate that to the committee, that we are at liberty at any time to call in various people.

**The Chairman:** Exactly, it is a very wide mandate. However, I think it is worthwhile having this meeting tomorrow and explore everything that Mr. Laundy can tell us. I do not know any of them personally so I cannot answer any further questions. I think your concern is well put and, as Mr. Corbett has just said, the mandate is so wide that we can get anybody we want that we feel would be of help to the committee.

If you have all had time to read the first page and you see anything that you are not sure of you could bring it up. We have decided to set aside the election of a vice-chairman until we see whether it is necessary or not. Under Item 4 we have

## [Traduction]

**M. Gurbin:** Je crois toutefois qu'il vaudrait mieux par la suite nous réunir en groupe, et non en comité, pour discuter des possibilités qui s'offrent à nous.

**Le président:** Certainement. A cette même réunion demain, nous pourrions interroger M. Laundy et les gens qui l'accompagneront à propos de tous les types de services qu'ils pourront nous offrir. Si le comité est d'accord, nous pourrions nous entendre avec M. Laundy pour qu'il fournisse toute l'aide proposée, et par la suite, si on a l'impression qu'il nous faut d'autres personnes ressources, rien ne nous empêchera d'aller les chercher ailleurs.

**M. Gurbin:** Cela correspondra-t-il à une possibilité que nous avons au départ ou cela se produira-t-il après que nous aurons accepté la liste des gens qu'il propose? Il est normal que je vous explique pourquoi j'en parle, car je ne cherche pas à créer des difficultés.

**Le président:** Bien sûr que non.

**M. Gurbin:** Au cours de la semaine dernière, par l'intermédiaire du caucus conservateur où il a été question de la science et de la technologie, nous avons pu consulter les gens qui s'occupent de la recherche et du développement en matière de nouvelles sources d'énergie et de conservation dans l'Ouest du Canada. Il faudrait que nous puissions rencontrer les gens qui, en Ontario, œuvre activement depuis quelques années dans le domaine de la recherche fondamentale et du développement du côté de la production, si l'on peut dire, de certains éléments. Je redoutais que nous limitions notre perspective à Ottawa et à des gens qui travaillent dans cette ville.

**Le président:** Non. Comme je ne veux pas préjuger de ce que nous expliquera demain monsieur Laundy, voulez-vous attendre que nous le consultations ainsi que ses collaborateurs? Peut-être découvrirons-nous que la moitié d'entre eux vient de l'Ouest du Canada. En tout état de cause, je ne crois pas que le fait de s'entendre avec monsieur Laundy nous empêcherait d'affirmer que nous avons besoin d'une ou deux autres personnes, indépendamment de la bibliothèque du Parlement. Je crois bien que tout le monde le comprend et en convient.

**M. Corbett:** D'après mon interprétation de notre mandat, monsieur le président, nous pouvons faire appel à diverses personnes quand bon nous semble.

**Le président:** Effectivement, nos attributions sont très larges. Néanmoins, j'estime qu'il est utile de rencontrer demain monsieur Laundy pour écouter tout ce qu'il a à nous dire. Je ne connais aucun d'entre eux personnellement, de sorte qu'il m'est impossible de répondre à d'autres questions. Je crois que votre préoccupation est légitime et, comme vient de nous dire monsieur Corbett, nos attributions sont si vastes que nous pouvons faire appel à quiconque est susceptible de nous venir en aide.

Si vous avez tous eu le temps de lire la première page et que vous y avez relevé quoi que ce soit dont vous n'êtes pas sûr, vous pourrez en parler. Nous avons décidé de remettre l'élection d'un vice-président jusqu'au moment où nous jugerons que



[Text]

adopted number (ii), that should the Chairman be unable to be present at a meeting, any other member of the committee designated by the Chairman be authorized to act in his place.

Now, the printing of the Minutes of Proceedings and Evidence. The usual procedure, as noted here, is to print 1,000 copies. Does the committee feel that this is sufficient, or too much, or if you agree with this I would entertain a motion in that regard?

**Mr. McCauley:** Mr. Chairman, where do we get the figure of 1,000?

**The Chairman:** The experience in Parliament has been that 1,000 fits into almost every committee. The Senate regularly takes 125; Centre and West Blocks, 180 for M.P.s and officials; Confederation Building, 200 for M.P.s and officials; Metropolitan Building, 150; Press Gallery regularly wants 15; Distribution Office keeps 50 on shelf for requests; Distribution Office has a reserve of 30 which is held for two years; and the Stock Room in a general reserve keeps 150. There is also an extra reserve held for M.P.s who want further copies of up to 20. That comes roughly out to 1,000. In some committees they found this was not enough and they put through a second motion or an amending motion to increase it. Other committees have found it is too much. In other words, 1,000 seems to be a starting point. If you would like more or less, we could start off with more or less.

**Mr. McCauley:** I move we go to 1,000 copies.

Motion agreed to.

• 1610

**The Chairman:** Now, item 4(c) sitting with a reduced quorum. It means we have to receive and authorize the printing of evidence when a quorum is not present, provided there are at least two members in attendance, one representing the government party, and one from the opposition parties. The main reason for this, of course, is in a committee of 21, sometimes it sits with three or four people as long as both sides of the House are present. We may be splitting up into subcommittees later on; it will depend what this committee decides. We thought with only seven members, it would not be exaggerated to have it down to two.

**M. Portelance:** Monsieur le président, là-dessus, je comprends que les députés de l'opposition vont faire leur possible pour être présents, mais il peut arriver dans certains cas que ces messieurs soient dans l'impossibilité d'assister à une séance. A ce moment-là, si nous avons des témoins qui viennent de loin et qui soient déjà rendus ici, il est presque impossible de refuser de les écouter. La même chose pourrait se produire si les quatre députés du Parti libéral étaient absents. Il reste quand même les trois députés de l'opposition et je ne vois pas pourquoi on contremanderait alors la séance. C'est simplement pour entendre des témoignages il n'est pas

[Translation]

c'est nécessaire. Nous avons adopté le paragraphe (ii) de l'article 4, c'est-à-dire qu'en cas d'empêchement, le président pourra désigner n'importe quel membre du Comité pour le remplacer lors d'une réunion.

Venons-en maintenant à l'impression des procès-verbaux et témoignages. Comme c'est indiqué ici, on fait ordinairement imprimer 1,000 exemplaires. Estimez-vous que ce nombre est suffisant ou trop élevé? Ou bien, si vous êtes d'accord, je suis prêt à recevoir une motion à cet effet.

**M. McCauley:** Où avons-nous pris ce chiffre, monsieur le président?

**Le président:** L'expérience nous a appris que presque tous les comités se satisfont de 1,000 exemplaires. Le Sénat en prend régulièrement 125; les édifices du Centre de l'Ouest, 180 pour les députés et les hauts fonctionnaires; l'édifice de la Confédération, 200 pour les députés et les hauts fonctionnaires; l'édifice de la Métropolitaine, 150; la tribune de la Presse en demande régulièrement 15; le service de la distribution en garde 50 en réserve plus 30 pendant 2 ans; et l'on en conserve 150 dans la réserve générale. On garde également 20 en supplément à l'intention des députés qui voudraient d'autres exemplaires. Ce qui fait approximativement 1,000. Certains comités ont constaté que ce n'était pas suffisant et ils ont adopté une nouvelle motion pour augmenter ce chiffre. D'autres comités ont jugé, au contraire, que c'était trop. Autrement dit, 1,000 semble être un point de départ. On peut toujours partir d'un chiffre inférieur ou supérieur selon les besoins.

**M. McCauley:** Je propose qu'on en fasse imprimer 1,000 exemplaires.

La motion est adoptée.

**Le président:** Bon, l'article 4(c), siéger sans avoir le quorum. Cela signifie que nous pouvons entendre les témoignages et autoriser l'impression des comptes-rendus même s'il n'y a pas quorum, pourvu que soient présents au moins deux membres du comité dont l'un représente le gouvernement et l'autre, un parti d'opposition. On fait cela parce qu'il arrive parfois qu'un comité composé de 21 membres siège même s'il n'y a que trois ou quatre personnes présentes à condition que les représentants des partis des deux côtés de la Chambre soient là. Il se peut que nous formions plus tard des sous-comités; tout dépend de ce que décidera notre comité. Puisqu'il ne se compose que de 7 membres, nous avons cru que le chiffre de deux était raisonnable.

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, on that, I understand that the Members of the Opposition will do everything in their power to be present, but it might happen, in certain cases, that they will be unable to attend a meeting. In such a case, if we have witnesses who have come long distances and who are already here, it is almost impossible to refuse hearing them. The same could happen if the four Members of the Liberal Party were absent. There would still be three Opposition Members present, and I do not see why the meeting should be postponed in such a case. We would only be hearing witnesses, we would not be voting. Perhaps, then, it would not be

**[Texte]**

question de voter. C'est pour cela qu'il n'est peut-être pas nécessaire d'exiger la présence d'au moins deux députés des partis de l'opposition et du parti au pouvoir à ce comité-ci. Pourvu qu'il y ait peut-être trois députés présents, peu importe qu'ils soient de l'opposition ou du parti au pouvoir, les personnes pourraient être entendues. Il serait bien malheureux qu'on doive refuser d'écouter des témoins venant de loin parce que quelqu'un est dans l'impossibilité d'assister à la réunion. C'est une proposition que je fais là.

**Le président:** Votre proposition a certains mérites, monsieur Portelance. Cependant, pour la bonne marche du Comité, je pense qu'il est assez important que les deux côtés de la Chambre soient représentés, surtout quand nous avons des témoins. Quand nous ferons venir des témoins de loin, les membres du Comité seront au courant. Et je doute beaucoup que les trois membres de l'opposition soient absents s'ils savent que le programme prévoit la visite de certains experts qui viendront peut-être de 1,000 milles ou de 500 milles, peu importe.

Je ne pense pas qu'on puisse envisager un dilemme tel que celui que vous venez d'exposer.

**M. Portelance:** J'espère que cela n'arrivera jamais, mais je parle de cas exceptionnels. Parfois même, c'est simplement pour le début de la séance. Si jamais, par exemple, on devait commencer à 15 h 00 et que malheureusement nos amis de l'opposition soient retenus jusqu'à 15h30, pourquoi devrions-nous attendre jusqu'à 15 h 30? Avec une motion différente de celle-ci, on pourrait quand même commencer les débats. Ils pourraient alors arriver plus tard et participer. Mais là, on est toujours devant un dilemme, on doit attendre que les deux côtés soient présents.

**The Chairman:** Yes, Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Mr. Chairman, with all respect to the last comments, I think the key here is probably authorizing the printing of evidence, and if it is on behalf of the committee, I would like very much to stick to the terms of reference here. I appreciate the difficulties. I do not mean to create problems and I have complete confidence in the members opposite, no problem there at all, but with your experience in committees too, I think we have to make the effort to be there to receive evidence when somebody is coming from a distance. I think that is a part of the responsibility of being a member of the committee; I know I do not justify that very well by being a half hour late today, but the reasons were overwhelming. Nonetheless, in the normal circumstances I think two and two is what I would like to support, or two and three . . .

**The Chairman:** Actually the motion as set down, Mr. Gurbin, is one and one really. At least two members, as long as there is one from each side of the House. I would hate to go above that with only seven members. Yes, Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, we could at least try it, and as long as everybody is here, we could go along. I support the motion at least. If it turns out that my friend is right, then I am prepared to change it.

**[Traduction]**

necessary to request the presence of at least two Members, one from one of the Opposition Parties and one from the government Party for our committee. As long as there are, say, three Members present, it would not matter if they were from the Opposition or from the government, the witnesses could be heard. It would be unfortunate that we should have to refuse to hear witnesses who have travelled great distances because someone finds it impossible to be present at the meeting. That is a suggestion I am making.

**The Chairman:** Your suggestion does have some merit, Mr. Portelance. However, for the good operation of this committee, I think it is rather important that both sides of the House be represented, especially when we are hearing witnesses. When we call witnesses who will be travelling some distance, the Members of the committee will be informed. I doubt very much that the three Members of the Opposition will be absent if they know that our agenda provides for the appearance of certain experts who will have travelled perhaps 1,000 miles or even only 500.

I do not think we will be faced with the dilemma you fear.

**Mr. Portelance:** I hope that will never happen, but I am talking about exceptional cases. Sometimes, this only happens at the beginning of a meeting. If ever, for example, we were to start at 3.00 p.m. and, unfortunately, our Opposition friends were to be detained until 3.30 p.m., why should we have to wait until 3.30 p.m.? If we had a different motion than the one we are considering, we could still call the meeting to order and they could come along later and join in. But we do have this dilemma whereby we have to wait for representation from both sides.

**Le président:** Oui, monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Monsieur le président, je comprends fort bien la portée des derniers commentaires, mais je crois que la clé du problème est d'autoriser l'impression des procès-verbaux et témoignages et j'aimerais bien que l'on s'en tienne au mandat que l'on nous a confié puisque cela se fera au nom du comité. Je comprends très bien le problème. Je ne veux pas en créer davantage, je fais confiance aux membres de l'autre côté de la salle, pas de problème là, mais avec l'expérience que vous avez des comités, je crois que nous devons faire tout notre possible pour assurer notre présence quand quelqu'un nous vient de loin. Je crois que c'est là une responsabilité que nous acceptons lorsqu'on nous confie un poste à un comité; je me rends compte que je suis arrivé une demi-heure en retard aujourd'hui, mais j'avais un motif plausible qui excuse mon retard. Néanmoins, en temps normal, je préfère l'idée de deux plus deux, ou deux plus trois . . .

**Le président:** De la façon dont la motion est rédigée, monsieur Gurbin, cela se lit un plus un. C'est-à-dire, au moins deux membres à condition que chaque côté de la Chambre soit représenté. Je ne voudrais pas augmenter ce nombre avec seulement sept députés. Oui, monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Monsieur le président, on peut toujours adopter la motion et tout marchera très bien tant et aussi longtemps que tous seront présents aux diverses séances. Bref,



[Text]

**The Chairman:** Would you agree, Mr. Portelance, that we try it as it is, and if we feel we are running into too many problems, we would bring it back to the committee.

**Mr. Portelance:** That is quite all right.

**The Chairman:** Who will make the motion?

**Mr. MacBain:** I so move.

Motion agreed to.

• 1615

**The Chairman:** Okay. Now, number (d), moved by Mr. X.

That the Chairman, after consultation with the opposition parties, be authorized to call in camera meetings.

The reason for this mainly is the effort to make this as informal as possible, this committee. As you notice, I have not suggested a steering committee here. I think with seven members we are already a steering committee, in other words. And, as you noticed, under the reference we received from the House, there are two house rules that have been suspended. In other words, substitution on this Committee will be very hard to do and the seven members that are members of this committee will have to be here just . . . We are locked in, in other words.

Therefore, with only seven people, really, unless every one of you is not in agreement with me I cannot see splitting up into a steering committee when we only have seven people to begin with. So what I would do, in a case where somebody is coming before the committee—say it is a government official, or anybody in industry, maybe who would not be willing to make a statement in public: If that person would mention to me that he would sooner be a witness here in an in camera meeting for the members only, then I would phone both the representative of the NDP and either Mr. Corbett or Mr. Gurbin of the Official Opposition. If the three parties are agreeable, we would have that in camera meeting. If I do not get agreement on an informal basis like this, then I would bring it to a full meeting and we would discuss it as a motion. Either the Clerk or I would make sure that both the NDP and the Official Opposition would be consulted prior to any in camera meeting.

**Mr. Gurbin:** Mr. Chairman, just one question.

**The Chairman:** Yes, Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Does that imply that there is no attribution to any comments or that the information has to stay within the membership of the committee?

**The Chairman:** We could have in camera meetings with transcript, could we not?

**The Clerk:** Which is (e).

**The Chairman:** Okay, it is the very next item, excuse me. If you would read number (e), Mr. Gurbin:

[Translation]

j'appuie la motion. S'il se trouvait que mon ami ait raison, je suis disposé à la faire changer.

**Le président:** Êtes-vous d'accord, monsieur Portelance, pour que nous l'adoptions telle quelle tout en précisant que si jamais cela nous causait par trop de problèmes nous pourrions la remettre en question?

**M. Portelance:** C'est parfait.

**Le président:** Qui propose la motion?

**M. MacBain:** Je la propose.

La motion est adoptée.

**Le président:** Bon. Nous passons maintenant au poste d), où M. X propose:

Que le président, après consultation avec les partis d'opposition, soit autorisé à tenir des réunions à huis clos.

Ce poste a pour objet de permettre au Comité d'agir aussi officieusement que possible. Vous l'avez sans doute remarqué, je n'ai pas proposé un comité de direction car je crois qu'avec sept membres, nous constituons d'ores et déjà un comité de direction. Vous avez pu voir dans le mandat que nous a fourni la Chambre des communes que deux dispositions du Règlement ont été suspendues. En d'autres termes, il sera très difficile de faire des substitutions dans notre Comité et les sept membres du Comité devront être présents . . . car en fait nous sommes bloqués ici . . .

Par conséquent, puisque nous ne sommes que sept, à moins que chacun d'entre vous ne soit pas d'accord avec moi, je ne vois pas comment on pourrait se scinder en comité de direction. Donc, si quelqu'un comparaît devant ce Comité, par exemple, un fonctionnaire du gouvernement ou un représentant du secteur industriel et qu'il déclare ne pas vouloir témoigner en public et qu'il préfère le faire à huis clos, alors je téléphonerais au représentant du NPD et soit à M. Corbett ou M. Gurbin de l'opposition officielle pour savoir si les trois partis sont d'accord pour qu'on tienne une séance à huis clos. Si de cette façon officielle on ne peut se mettre d'accord, alors nous discuterons de cette question dans le cadre d'une motion lors d'une séance plénière. De toute façon, le greffier ou moi-même, devra s'assurer que l'on consulte à la fois le NPD et l'opposition officielle avant de tenir une réunion du Comité à huis clos.

**M. Gurbin:** Monsieur le président, une petite question.

**Le président:** Oui, monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Est-ce que cette façon de procéder veut dire que les témoignages présentés ne sont attribués à personne en particulier ou que les renseignements ne pourront être divulgués par les membres du Comité?

**Le président:** Nous pourrions tenir des séances à huis clos avec transcription, n'est-ce pas?

**Le greffier:** Cela fait l'objet du poste e).

**Le président:** Je m'excuse, c'est le prochain article. Monsieur Gurbin, au poste (2), on lit:



**[Texte]**

That, as directed by the Chairman, in camera meetings of the committee be recorded and copies of the transcript made available to members of the committee and expert staff hired by the committee.

**Mr. Gurbin:** So it is a limited transcript.

**The Chairman:** It is a limited transcript, but supposing we have an in camera meeting, one or two of the members might be tied up elsewhere. They would still be getting the transcripts of those meetings, even though they were held in camera. So, if you would . . .

**M. Portelance:** Cela pourrait être publié par la suite.

**The Chairman:** No, for the use of the committee members, plus the expert staff only.

**Mr. MacBain:** I think the word "only," Mr. Chairman, should follow the word "committee" where you have instead of a period, "hired by the committee," or somewhere. Otherwise, what is the good of . . . We are going to have the man over a barrel.

**The Chairman:** Okay, so if there is agreement on *d*), would somebody make the motion and then we could go on to *e*) and you could make that correction, Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** All right, thank you.

**Mr. Corbett:** On the question, if we are going to have the question. There are going to be a good many occasions when we are going to be, I take it, travelling in two's or whatever and around the country.

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Corbett:** When we are specifying only those particular meetings that are to be in camera, then we are really stating that all other meetings that are held by the committee are to be open meetings, open to the public, open to the press, and what have you. I am not too certain that it might not be an advantage to the committee to determine prior to the commencement of the next meeting whether or not they wish to have that meeting in camera or whether they wish to have it open to the public and to the press.

**The Chairman:** I agree with you, Mr. Corbett, that in most instances . . . We have agreed that tomorrow's meeting be in camera because we want to discuss personnel and everything else. That is fine. I would think that, in the vast majority of cases, the Clerk would bring to my attention something coming up in the next meeting that may or may not be in camera. I would make every attempt to bring it up before a meeting of this committee before so I would not have to phone anybody. But I am just having this put in here in case something happens after we have had a meeting. If the person who is coming before us has not made the request and then contacts me or the Clerk personally saying that he could not divulge certain information at a public meeting, then I would contact the people.

**[Traduction]**

Que, selon les instructions du président, les réunions qui sont tenues à huis clos soient consignées et les témoignages mis à la disposition des membres du Comité et des experts ainsi qu'au personnel de soutien du Comité.

**M. Gurbin:** Il s'agit donc d'une transcription restreinte.

**Le président:** Oui. Si, par exemple, lors d'une séance à huis clos, ou un deux des membres du Comité étaient absents, parce qu'ils auraient d'autres obligations à remplir, ils recevraient quand même la transcription de ces séances. Donc, si vous voulez . . .

**Mr. Portelance:** This could be published later on.

**Le président:** Non, la transcription serait faite strictement pour l'usage des membres du Comité et des experts.

**M. MacBain:** Je crois qu'il serait bon d'insérer le mot: «uniquement» entre les mots «témoignages» et «mis», car autrement nous serions dans une situation embarrassante.

**Le président:** Bon. Si vous êtes d'accord au sujet de ce poste (*d*). Quelqu'un est-il prêt à présenter la motion, ensuite nous pourrions passer à (*e*) et vous pourriez apporter cette correction, monsieur MacBain.

**M. MacBain:** D'accord, merci.

**M. Corbett:** La question du huis clos va se poser puisque dans bien des cas, si je comprends bien, nous allons voyager à deux ou à plusieurs dans tout le pays.

**Le président:** Oui.

**M. Corbett:** Nous ne parlons que des séances qui se tiennent à huis clos et toutes les autres séances seront ouvertes, ouvertes au public, à la presse, etc. Je ne sais pas au juste, mais il faudrait peut-être que le Comité établisse, avant la prochaine séance, s'il veut oui ou non que cette séance soit à huis clos ou s'il préfère que la prochaine séance soit publique et ouverte à la presse.

**Le président:** Je suis d'accord avec vous, monsieur Corbett, à savoir que dans la plupart des cas . . . Nous nous sommes mis d'accord pour que la séance de demain soit à huis clos car nous voulons discuter du personnel, etc. Très bien. Je pense que dans la plupart des cas, le greffier m'indiquera d'avance des sujets qui justifieront que la séance suivante soit tenue à huis clos. Je ferais l'impossible pour soulever cela auparavant en comité afin d'éviter de téléphoner à qui que ce soit. Je le mets cependant ici au cas où il arriverait quelque chose après notre réunion. Si celui qui compare n'a pas indiqué de conditions spéciales et vient ensuite me dire ou dire au greffier qu'il lui est impossible de divulguer certains renseignements en séance publique, je le signalerai alors.

[Text]

• 1620

But I think you are right. I agree with you that it should be brought up here at the regular meeting, and if the meeting next day or next week is going to be in camera, we should know about it.

**Mr. Corbett:** One of the greatest advantages, as I see it, to having this type of committee is being able to cast aside our partisan views.

**The Chairman:** Yes, yes.

**Mr. Corbett:** And there is no question about it that if we have these meetings open to the press, open to the public, there is going to be a tendency, regardless of how difficult we try to avoid that, of the members to protect their political affiliations and things of this nature.

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Corbett:** Of course, then we run into the other difficulty, that if we are deciding prior to each meeting whether or not it is going to be open, and that particular meeting that we are deciding the question happens to be open to the public, then we could come under pressures as well, pressures that perhaps might not be desirable.

**The Chairman:** I think you are making a valid point. Personally, I would agree with you on what you have said, that if we are going to make a good job of this report, there is not much room for being too partisan in it. I agree with that. I hope that at the end of our work we will have a unanimous report. I think we have a good chance of doing that if we operate in the way I believe we can.

You must take into account also, Mr. Corbett, that there is a great deal of interest that will be generated by this committee as we go along, a great deal. In the field we are going into we will be the first committee—at least at the federal level—that has really gone into this in depth. We are going to generate quite a bit of interest, and there will be people wanting to come and hear certain people on some of the subjects.

I do not really think we would be doing ourselves or the people of Canada a favour if most of our meetings are in camera. I really do not believe that. If what I feel is true, some of the meetings will attract a great deal of interest, and we may end up having meetings in other parts of Canada, if the committee so feels. I think you would agree that it would be foolish of us to go to Winnipeg or Calgary and say we are going there but it is an in camera meeting.

**Mr. Corbett:** Do not misunderstand me. I am not suggesting at all that we have all our meetings in camera. All I am doing is suggesting that we should be approaching this particular question with an open mind. I do feel that the effectiveness of the committee will be jeopardized if there are occasions that are going to arise where our political differences meet, if you like, because of our position on matters that are public and are going to be open to public scrutiny because the meeting happens to be open, whereas frank discussions can be held and perhaps attitudes and minds changed.

**The Chairman:** Yes.

[Translation]

Vous avez raison, cela doit être soulevé en réunion ordinaire et si la réunion suivante doit être à huis clos, nous devons le savoir.

**M. Corbett:** A mon avis, un des plus gros avantages d'un comité comme celui-ci, c'est que cela nous permet d'oublier nos préoccupations partisans.

**Le président:** En effet.

**M. Corbett:** Or, il ne fait aucun doute que si ces réunions sont ouvertes à la presse et au public, quoique nous fassions, les députés auront toujours tendance à protéger leur affiliation politique, etc.

**Le président:** C'est vrai.

**M. Corbett:** Evidemment, cela présente une autre difficulté car si nous décidons avant chaque séance d'inviter ou non le public, nous pouvons, bien sûr, être également soumis à certaines pressions indésirables.

**Le président:** Je crois que votre remarque est très valable. Personnellement, je suis d'accord avec vous; si nous voulons préparer correctement ce rapport, il faut éviter au maximum la partisanerie. J'espère que nous pourrions parvenir à un rapport unanime. Je crois que ce sera possible si nous travaillons comme nous semblons le souhaiter.

Il ne faut pas oublier non plus, M. Corbett, que les travaux de ce comité vont susciter énormément d'intérêt. Nous serons, dans ce domaine, le premier comité fédéral à entreprendre une étude aussi approfondie. Cela va donc intéresser pas mal de gens qui souhaiteront venir entendre certains témoins.

Je ne pense donc vraiment pas que nous nous rendrions tellement service ou que nous servirions mieux la population canadienne en tenant la plupart des réunions à huis clos. J'ai bien l'impression que certaines de nos réunions susciteront énormément d'intérêt et que nous aurons peut-être à tenir des réunions ailleurs au Canada. Vous conviendrez qu'il serait un peu ridicule de notre part de nous rendre à Winnipeg ou à Calgary pour une séance à huis clos.

**M. Corbett:** Ne vous méprenez pas, je ne suggère absolument pas que toutes nos séances soient à huis clos. Ce que je suggère, c'est que nous envisagions la chose en toute franchise. Je suis d'avis que le Comité risquera d'être moins efficace si nous devons faire état de nos différences politiques tout simplement parce que nos propos seront livrés à l'examen du public alors que des discussions franches pourraient peut-être nous permettre de changer d'avis.

**Le président:** Oui.



## [Texte]

**Mr. Corbett:** And also compromises reached.

**The Chairman:** There is a problem. You are right in bringing this to our attention. There could be a problem. I am not in disagreement with you but I think we will have to take a chance on it.

**Mr. Corbett:** I do not want to prolong this issue. I am prepared to go along.

**The Chairman:** Is there anybody else on Mr. Corbett's point?

**Mr. Portelance:** No, I agree with him too, Mr. Chairman. I do not think you will be having meetings in camera on your own. It depends on the witnesses too if they do not want to go otherwise.

**The Chairman:** So would someone then make a proper motion on 4 (d)?

**Mr. Gurbin:** I move that the Chairman, after consultation with the opposition parties, be authorized to call in camera meetings.

**The Chairman:** All right.

On letter (e), to provide the transcript. I think Mr. MacBain had made a correction there that would make it better.

• 1625

**Mr. MacBain:** I just suggested that after the word "available" in line 3 you add the word "only".

**The Chairman:** It would be:

That, as directed by the Chairman, in camera meetings of the Committee be recorded and copies of the transcript made available only to members of the Committee and expert staff hired by the Committee.

Does that sound okay?

**Mr. MacBain:** I so move.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Witnesses and calling of meetings: This is something that is quite normal. As you can see, it is to set up the agenda, etc., and our schedule of meetings after consultations. So, I think probably after tomorrow's meeting, or if we have time today I have a few suggestions to make. But we could come to that after tomorrow's meeting, whom we are going to invite and whom we are going to start with. This would empower your chairman to do as other committee chairmen do. Does anybody wish to move that number f?

**Mr. Corbett:** I so move.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Now, number (g), that 24-hour notice be given to all members of the Committee when a vote is to be taken on any motion in the Committee. I would hope we can operate without too many votes, but I think we should have

## [Traduction]

**M. Corbett:** Et de parvenir à des compromis.

**Le président:** Cela pose un problème. Vous avez raison d'attirer notre attention là-dessus. Je suis assez d'accord sur ce que vous dites, mais je pense qu'il nous faudra savoir prendre quelques risques.

**M. Corbett:** Je n'insisterai pas là-dessus. Je suis prêt à accepter ce qui sera décidé.

**Le président:** Quelqu'un d'autre veut-il répondre à M. Corbett?

**M. Portelance:** Non, je suis aussi d'accord avec lui, monsieur le président. Je ne pense pas que vous décideriez tout seul de tenir des séances à huis clos. Tout dépendra également des témoins car certains ne voudront peut-être comparaître qu'à huis clos.

**Le président:** Quelqu'un veut-il alors proposer une motion conformément au paragraphe (d) de l'article 4?

**M. Gurbin:** Je propose que le président, après consultation avec les partis d'opposition, soit autorisé à organiser des réunions à huis clos.

**Le président:** Très bien.

Quant au paragraphe (e) touchant la transcription, je crois que M. MacBain avait proposé une amélioration.

**M. MacBain:** J'ai tout simplement proposé qu'à la quatrième ligne, l'on insère le mot «seulement» après le mot «dispositions».

**Le président:** Cela se lirait:

Que, selon les instructions du président que les réunions qui seront tenues à huis clos soient enregistrées et le témoignage mis à la disposition seulement des membres du Comité et les experts ainsi qu'au personnel de soutien du Comité.

Cela va?

**M. MacBain:** J'en propose l'adoption.

La motion est adoptée.

**Le président:** Témoins et convocation de réunions. Mesures tout à fait normales. Comme vous le voyez, il s'agit de l'ordre du jour et ainsi de suite ainsi que l'horaire de nos réunions après consultation. Donc, je crois bien qu'après notre réunion de demain, peut-être même aujourd'hui, si nous en avons le temps, j'aimerais vous faire certaines propositions, mais nous pourrions le faire après la réunion de demain et cela porterait sur le témoin que nous allons inviter à comparaître, qui serait notre premier témoin. Enfin, cela permettrait à votre président d'agir comme tous les autres présidents de comité. Quelqu'un propose-t-il l'adoption de l'article f?

**M. Corbett:** Je le propose.

La motion est adoptée.

**Le président:** Maintenant, l'article g: qu'un avis de 24 heures soit donné, lorsqu'une résolution sera mise aux voix lors d'une réunion du Comité. J'espère que nous pourrions fonctionner sans trop de mises aux voix, mais je crois que nous devrions



[Text]

that in for the protection of members. Would somebody move number g?

**Mr. Portelance:** I so move.

**The Chairman:** Number h is another housekeeping motion, that the Chairman, through the Clerk of the Committee, direct the research staff in the preparation of studies, analyses and précis. Does anybody wish to make that motion?

**Mr. McCauley:** I so move.

**The Chairman:** Questioning of witnesses: Moved, that the members of the staff and expert assistants be allowed to take part in the questioning of witnesses. I do not know if that is the norm in regular committees but in the special committees that I have worked on we found this very helpful.

Would you like to discuss that?

**M. Portelance:** Monsieur le président, je ne vois pas pourquoi si l'aide nous est fournie, une série de questions ne pourrait pas nous être fournie par ces mêmes spécialistes? C'est une crainte que je ressens.

**Le président:** Monsieur Portelance, vous avez peut-être raison, si nous avons des experts, ils peuvent nous fournir une liste de questions; mais il arrive souvent que le témoignage d'un témoin va susciter des questions.

Mais rien n'empêcherait nos experts de nous fournir d'autres questions au crayon de mine.

**M. Portelance:** Même lorsqu'un groupe ou quelqu'un doit comparaître devant le Comité, il serait peut-être souhaitable de lui demander de nous fournir à l'avance un compte rendu ou un exposé de ce qu'il veut nous présenter. Si nous l'avons suffisamment à l'avance, nous pourrions quand même le soumettre à ces experts en question qui, eux, l'analyseraient au complet et pourraient ensuite nous fournir la documentation voulue pour poser les questions, quitte à les avoir près de nous s'il survient quelque chose. Autrement, cela va se passer entre les experts et les témoins et nous, nous serons les spectateurs.

**The Chairman:** That is a good point that has been brought forth by Mr. Portelance. Mr. Corbett?

**Mr. Corbett:** I think there is some merit to the suggestion and certainly there would be no reason why experts who were travelling with the Committee at the time could not prompt members on questioning and things of that nature should they wish to put questions.

**Mr. Portelance:** And this would only apply, I would say, to the Committee when we are sitting with witnesses. It would not apply if they were with us on a trip or we had to find out information. They would surely be allowed to ask questions at that time, but once we are here with witnesses, if we do have these briefs ahead of time, they could study them and then supply information to all members so that we could go in deeper, and if they were also present they could still give us more information.

**The Chairman:** Mr. MacBain.

[Translation]

adopter cette mesure pour protéger nos membres. Quelqu'un veut-il proposer l'adoption de l'article g?

**M. Portelance:** Je le propose.

**Le président:** Quant à h, il s'agit d'une autre mesure habituelle, que le président du Comité, par l'entremise du greffier du Comité, dirige le personnel de recherche dans la préparation des études, analyses et précis. Quelqu'un veut-il en proposer l'adoption?

**M. McCauley:** J'en propose l'adoption.

**Le président:** L'interrogatoire des témoins: il est proposé que le personnel et les experts du Comité soient autorisés à interroger les témoins. Je ne sais pas si c'est la procédure normale pour les comités permanents, mais toutes les fois que j'ai travaillé avec un comité spécial, nous avons trouvé que cette mesure nous était immensément utile.

Voulez-vous en discuter?

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, I do not see that if we have the help we need a series of questions could not be given to us by that help or those specialists. That is the concern I have.

**The Chairman:** Mr. Portelance, perhaps you are right. If we do have experts they can give us a list of questions; but it often happens that the answers given by a witness lead to more questions.

However, nothing would prevent our experts from them suggesting in writing questions for us to put.

**Mr. Portelance:** When a group or an individual is to appear before the Committee, perhaps it would be best to ask them to give us, in advance, a summary or brief on whatever they are going to tell us. If we get it sufficiently beforehand we could then submit that document to those experts who could analyze it in detail and then give us whatever information is required to put our questions even though they might be sitting in somewhere nearby in case something came up. Otherwise, everything will be going on between the experts and the witnesses and we will be mere spectators.

**Le président:** C'est une question opportune que soulève M. Portelance. Monsieur Corbett?

**M. Corbett:** Je crois que cette proposition a ses mérites et je ne vois pas pourquoi les experts attachés au Comité ne pourraient pas proposer des questions aux membres si cela se révélait nécessaire ou intéressant.

**M. Portelance:** Et cela ne s'appliquerait au Comité qu'en présence de témoins. Cela ne s'appliquerait pas si nous étions en voyage ou que nous voulions trouver des renseignements. Ils auraient certainement alors le droit de poser des questions, mais quand nous serions revenus ici avec nos témoins, si nous avions ces résumés ou mémoires à l'avance, ils pourraient les étudier et donner les renseignements glanés aux membres qui pourraient alors approfondir les questions et il est évident qu'ils pourraient nous renseigner encore davantage s'ils étaient présents pendant que nous le faisons.

**Le président:** Monsieur MacBain.

[Texte]

**Mr. MacBain:** I am not as experienced as many of the members here on this type of parliamentary work, but from my experience in private business, in law, and in municipal politics, when you get to technical matters where a technical paper is being presented it is very hard for vicarious questioning to be of much value. By that I mean if someone is feeding you the questions. A question might be answered properly or improperly but it is the supplementary question on which you need help. Subject to the chairman being a good chairman, as I am sure you will be, in keeping the expert staff dealing as support staff and not taking over the Committee when we are dealing with very technical matters, which we are going to be dealing with, which would be over the head of all of us unless you happen to be an engineer or a chemical engineer, and even then if we are in solar energy it may be over your heads, I would like to see the motion put in there with the caveat that our chairman realizes what the members of the Committee have said, that we do not want anyone taking over the Committee.

• 1630

But in legitimate technical questions they really have to ask the technical questions and then it is the job of the person being examined to take the technical question and answer in layman's language. If he cannot answer in layman's language, he does not understand the subject matter. But it is very difficult for me as a lawyer to ask meaningful, intelligent questions one after the other on the preparations allowed to us here, at the workload we are carrying, without technical help.

You cannot get technical help quickly because the terms are new to us. I think it would be helpful to leave it in there and then leave it to the good offices of the chairman. We can always say to the chairman after a meeting, We do not like what happened. Then it is up to him to carry on. I would like to leave it in.

**The Chairman:** How would this sound? We could leave that motion out completely, not even discuss it, not even pass it, and if we see there are certain occasions, on an informal basis, why can we not do it that way without tying ourselves into it? I think Mr. Portelance, supported by Mr. Corbett, has brought in an important point, and it could lead to conflict within the committee between the members and staff, which we want to avoid, where the staff could take over the questioning because of their knowledge in particular field. That could lead to problems.

But we are going to try, at least, attempt to run this on a more informal basis than your normal committee. If we have a highly technical witness before us, surely to God if our research director whispers in my ear or the Clerk's here and says, Look, there is something there that should be brought to the members' attention, I could just say, Look, would the members mind if so-and-so put a question to our witness? Could you see any problems in that?

[Traduction]

**M. MacBain:** Je n'ai pas autant d'expérience que d'autres en ce qui concerne ce genre de travail parlementaire, mais d'après mon expérience dans le monde des affaires, en droit et en politique municipale, lorsqu'on commence à poser des questions sur des sujets techniques, sur des éléments que l'on trouve dans un mémoire du genre, il est très rare que les questions posées par personne interposée soient efficaces. Je veux dire lorsque quelqu'un nous propose des questions à poser. On peut bien ou mal répondre à une question, mais c'est avec la question supplémentaire qu'on a besoin d'aide. En supposant que le président soit un bon président (comme ce sera le cas avec vous, j'en suis certain) et qu'il limite les interventions des experts-conseils pour les empêcher de dominer le Comité lorsque nous discutons de questions techniques (ce que nous allons faire) dont certaines nous échapperont à tous, à moins d'être ingénieur ou ingénieur en chimie; et même là, la question de l'énergie solaire par exemple nous échapperait complètement, j'aimerais qu'on ajoute la motion, avec une notification selon laquelle le président reconnaît que les membres du Comité ont dit qu'ils veulent éviter que quiconque domine le Comité.

Cependant, lorsqu'on soulèvera des questions très techniques, il appartiendra à la personne interrogée de répondre aux questions dans un langage que nous pouvons tous comprendre. Si elle ne peut pas y répondre en utilisant un vocabulaire de tous les jours, alors c'est qu'elle ne comprend pas le sujet traité. Cependant, c'est très difficile pour moi, en tant qu'avocat, de poser des questions pertinentes et intelligentes, les unes après les autres, au rythme qui nous est imposé ici, et avec la charge de travail que nous avons, sans bénéficier d'aide technique.

Et on ne peut pas obtenir de l'aide technique rapidement parce que parfois on entend certains termes pour la première fois. Je pense que nous devrions laisser cela là et nous en remettre au bon jugement du président. Après qu'une réunion, on peut toujours dire au président qu'on n'a pas aimé ce qui s'est passé. C'est alors à lui de poursuivre. J'aimerais qu'on laisse cela là.

**Le président:** Que diriez-vous de la proposition suivante? On pourrait carrément laisser tomber cette motion, sans même en discuter et sans l'adopter, et s'il y a certaines occasions... Pourquoi ne pas faire comme cela, sans parler de nous? Je pense que M. Portelance, appuyé par M. Corbett, a soulevé un point important. Cela pourrait mener à des conflits au sein même du comité entre les députés et des membres de leur personnel, chose que nous aimerions éviter, lorsque les employés seraient en mesure de mieux répondre aux questions à cause de leurs connaissances dans un domaine donné. Cela pourrait provoquer certains problèmes.

Mais nous allons au moins essayer d'assouplir le système normalement en vigueur lors des réunions du comité proprement dit. Si le témoins qui comparaît devant le comité parle de choses très techniques, notre directeur des recherches peut très bien chuchoter dans mon oreille ou dans celle du greffier «Écoutez, il y a là quelque chose qu'il faudrait signaler aux députés». Je pourrais tout simplement dire: «Est-ce qu'il y a



[Text]

**Mr. Corbett:** That is perfectly all right, agreement among the members.

**Mr. Portelance:** I understand what you have brought up, too, and I agree with you. But, you know, we have the same thing going on every time we have the officials or we are working on a bill. If I look at what has happened in the past, and we still have the officials of the department sitting and they take note of what is going on, after meetings they can let us know that we did not get the right answer to such-and-such and they might have the right answer, even though they do not take part in the discussion when we are dealing with government affairs.

**The Chairman:** Right.

**Mr. Portelance:** I thought this committee would work on the same basis to a certain extent. But if you feel that at times, of course, we would allow some of them, then it could become so technical that the meetings will not be for us.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, would it make everyone happy if we added "by invitation of the Chair" to (i)?

That members of the staff and other expert assistants be allowed to take part in the questioning of witnesses by invitation of the Chair.

**The Chairman:** Why do we not put "by agreement"?

**Mr. MacBain:** If you want to. I was trying to be less . . .

**The Chairman:** And then not only the Chair. I do not want to have that complete responsibility. I would like to put a comma in there, "... take part in the questioning of witnesses, by agreement." In other words, if this happens I would interrupt the proceedings for 30 seconds and say, Would the committee agree that our research director question the witness?

**Mr. MacBain:** So, with permission of the committee.

**The Chairman:** Would that suit everybody?

**Mr. MacBain:** It would suit me.

**The Chairman:** Okay, we will let you make the motion then, Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Yes, I would just add the comma—I am not getting paid for this extra work here—after the word "witnesses", as the Chairman suggested, and add "with permission of the committee."

• 1635

**The Chairman:** Right. Is that agreed, gentlemen?

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** (j) Purchases:

That the Clerk be authorized to purchase such publications as may be required for the committee's own use and to have letterheads printed.

[Translation]

des députés qui s'opposeraient à ce que tel pose une question à notre témoin? Est-ce que vous y voyez des problèmes?

**M. Corbett:** C'est très bien. Les députés sont d'accord.

**M. Portelance:** Je comprends ce que vous avez expliqué et je suis d'accord avec vous, mais vous savez, la même chose se passe chaque fois que des agents comparaissent et chaque fois que nous travaillons sur un bill. Je regarde ce qui est arrivé par le passé, et je m'aperçois que les agents des ministères sont toujours présents et qu'ils prennent note de ce qui se passe. Après les réunions, ils peuvent toujours nous signaler que la réponse qu'on nous a donnée à telle ou telle question n'est pas la bonne et ils peuvent à ce moment-là nous la fournir, même s'ils ne participent pas aux discussions.

**Le président:** C'est exact.

**M. Portelance:** Je pensais que le comité travaillerait au moins jusqu'à un certain point, selon le même principe, mais si vous pensez que dans certains cas on permettrait à certains d'entre eux d'intervenir, alors cela pourrait devenir si technique qu'on ne pourrait plus suivre.

**M. MacBain:** Monsieur le président, cela ferait-il l'affaire de tous le monde si on ajoutait: «Si le président les y invite» au paragraphe i)?

Que les membres du personnel et d'autres adjoints experts puissent poser des questions aux témoins si le président les y invite.

**Le président:** Pourquoi ne dirions-nous pas plutôt «si le comité en convient»?

**M. MacBain:** Si vous le voulez. J'essayais d'être moins . . .

**Le président:** De cette façon, le président n'assumerait pas seul la pleine responsabilité de la décision. J'aimerais qu'on ajoute une virgule dans le texte après le mot «témoins». En d'autres mots, si les choses se passaient ainsi, je pourrais interrompre les questions pendant 30 secondes et demander si le Comité est d'accord pour que le directeur de la recherche, par exemple, pose des questions au témoin?

**M. MacBain:** Alors, avec la permission du Comité . . .

**Le président:** Cette solution satisfait-elle tout le monde?

**M. MacBain:** Cela me va parfaitement.

**Le président:** D'accord, vous pouvez proposer cette motion monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Oui, j'aimerais tout simplement ajouter une virgule . . . on ne me paye pas pour tout ce travail supplémentaire . . . après le mot «témoins», comme l'a suggéré le président, et les mots «si le Comité en convient».

**Le président:** Bon. Sommes-nous d'accord, messieurs?

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** (j) Achats:

Que le greffier du comité soit autorisé à procéder à l'achat de toutes publications nécessaires au comité et de voir à l'impression de papier à lettre.

## [Texte]

There is no doubt that in our studies we will be coming across some very important works that have been written, and I think they should be made available to our staff and especially the members of the committee. Also we should have letterheads printed, of course, like every other committee.

**Mr. MacBain:** I so move, Mr. Chairman. I think it is so essential we do not even have to discuss it. Otherwise we will never get on with this meeting.

**The Chairman:** That is right.

**M. Portelance:** Monsieur le président, même à cela, même si j'ai bien confiance en M. Normand, ne devrait-il pas quand même avoir l'autorisation du président avant d'aller de l'avant?

**The Chairman:** Oui: "as directed". Yes, we could add that—that the Clerk be authorized, as directed by the chairman, to purchase such publications as may be required. In other words, if one of you people come to a meeting and say you have just found a terrific work which should be in the hands of every member of the committee, and we agree, we will authorize the Clerk right away.

**Mr. MacBain:** Authorization of the chairman—are you going to add that after the word "Clerk"? Is that what you are going to put...

**The Chairman:** Yes: that the Clerk be authorized, under the direction of the chairman, to purchase such publications as may be... Is that agreed, gentlemen?

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** (k) Authorization to travel.

This we have through our house order, but just the same we have to have a motion within the Committee.

That during travel from place to place, and when deemed necessary...

—and I will explain that part...

—the necessary staff including researchers, consultants, and research assistants of the members of the committee do accompany the committee, its Sub-committees, and members of the committee.

In other words, there may be times when this committee may wish to travel as a group. There may be—and probably this would be more prevalent—times when only one or two members will want to go to a certain installation and when the whole committee would not have to go; and they may be able to go there and bring one person with them to take down notes and help them in their questioning of the people they will be visiting; or maybe just one member will want to go, sometimes, or two without any staff at all. So this is why I have tried to make it as wide as possible. But I would hope you would read it carefully and see if there is anything we should add there. In other words, we already have permission to travel within and outside Canada, but I do not think it is necessary on a

## [Traduction]

Il ne fait aucun doute que pendant nos études, nous serons saisis d'ouvrages très importants qui ont déjà été publiés et je crois que nous devrions les avoir à notre disposition et à celle de notre personnel. Nous devrions aussi voir à l'impression de papier à lettre, évidemment, comme dans le cas de tout autre comité.

**M. MacBain:** Je le propose, monsieur le président. Je crois que c'est essentiel au point que nous n'ayons pas à en discuter. Sinon, nous n'en terminerons jamais avec cette réunion.

**Le président:** C'est exact.

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, even though I have the utmost confidence in Mr. Normand, should he not have the authorization of the Chairman before proceeding?

**Le président:** Oui: "sur directive du président". Nous pourrions ajouter cela... que le greffier du comité, sur directive du président, soit autorisé à procéder à l'achat de toutes publications nécessaires. En d'autres termes, si l'un de vous arrive à une réunion en nous disant que vous avez trouvé un ouvrage fantastique qui devrait se trouver entre les mains de chacun des membres du comité et que nous soyons d'accord, nous donnerons immédiatement les directives nécessaires au greffier.

**M. MacBain:** Sur directive du président... c'est ce que vous allez ajouter après le mot "greffier"? C'est ce que l'on va rajouter...

**Le président:** Oui. Que le greffier du comité, sur directive du président, soit autorisé à procéder à l'achat de toutes publications nécessaires... On est d'accord, messieurs?

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** (k) Permission de voyager.

Cette permission nous est déjà accordée dans le mandat que nous a donné la Chambre, mais il faut tout de même que le comité adopte une motion.

Que lors des voyages d'un endroit à un autre, et s'il est jugé nécessaire...

... et je l'expliquerai...

... le personnel nécessaire, y compris les chercheurs les consultants et les chercheurs adjoints des membres du comité accompagnent le comité, ses sous-comités et les membres du comité.

En d'autres termes, il se pourrait que notre comité se décide à voyager en groupe. De temps à autre et ce sera le plus souvent le cas, un ou deux membres seulement voudront peut-être aller visiter une installation sans être accompagnés du reste du comité; peut-être iront-ils là accompagnés d'une seule personne qui prendrait des notes et leur aiderait à poser des questions pertinentes aux gens qu'ils verront. Peut-être un seul député désire-t-il y aller, peut-être deux, sans être accompagnés de qui que ce soit du personnel. J'ai donc essayé de tout prévoir. Cependant, lisez le texte très attentivement pour voir si l'on devrait y rajouter quelque chose. En d'autres termes, nous avons déjà là la permission de voyager à l'intérieur et à l'extérieur du Canada, mais je ne crois pas qu'il soit nécessaire



[Text]

parliamentary task force that every time a visit is to be made to some installation or laboratory or place of learning which has something important we could partake of with them we all go. There may be times when only one or two of us could go. So I would like your opinions on that particular motion. And change it any way you believe could help.

Yes, Mr. McCauley.

**Mr. McCauley:** Mr. Chairman, does this refer to our own research assistants in our own offices?

**The Chairman:** No. I am glad you picked that out. It could lead to conflicts. We will have to tighten it. What I am talking about, and what I meant should have come out, was—it could also mean that. That was not my intent. I thought it would mean the staff of the Committee as such. But Mr. Normand says now it is in there, if members feel they would like to bring their own personal assistants with them, that could be allowed as well.

That was not my original intent; I must be quite frank with you. I was going to limit it to any staff working for this Committee, period; or a consultant who may be hired on a contract basis, in the future, as you mentioned.

Are there any other questions?

**M. Portelance:** Monsieur le président, à ce moment-là, n'y a-t-il pas lieu d'avoir une liste des personnes qui sont plus ou moins rattachées au comité, si tel était le cas, afin qu'un chercheur du bureau de M. McCauley, ou du mien, ou des autres soit aussi sur la liste. Ils pourraient également assister à nos discussions. Je ne vois pas pourquoi. Je sais que dans certains cas, cela s'est fait. On a permis à des adjoints, comme cela, d'assister aux délibérations et de prendre des notes qui peuvent nous aider ensuite lorsqu'on revient à nos bureaux. Est-ce que cela ne pourrait pas être envisagé?

**Le président:** Monsieur Portelance, vous semblez être d'accord avec M. McCauley, lorsqu'il dit que ce serait peut-être une bonne chose que les assistants des députés soient aussi inclus dans cette motion. Inadvertently it seems to leave the idea that I meant to include personal assistants of the members in their own office. Would the general opinion be that these people be included?

**Mr. Gurbin:** I see no problem with that, I think it should be at the discretion of the Chairman really. I think it could be abused or it could be used. I think it is a discretionary thing really.

**The Chairman:** This is the reason why I did not include it, but I guess in my remarks to Mr. Normand it sounded like that. The Clerk suggests that we could rewrite this, so that it not seem that we are including them, but if members come forward and say, "Look, I would like to go to a certain place; my assistant has specific knowledge on this and I would like to bring her or him with me", fine. Would you like to leave it like that, and change it to remove any doubt that it means personal assistants to the members or just what would the Committee like to do?

[Translation]

pour un groupe d'étude du Parlement que toutes les fois que l'on doit visiter une installation, un laboratoire ou un lieu de haut savoir qui a quelque chose d'important à nous dire, que nous y allions tous. Parfois, un ou deux d'entre nous seulement auront à se déplacer. J'aimerais donc votre avis à ce propos. Vous y apportez les modifications que vous trouverez nécessaires.

Oui, monsieur McCauley.

**M. McCauley:** Monsieur le président, cela comprend-il nos propres chercheurs, ceux de nos bureaux?

**Le président:** Non. Je suis heureux que vous l'ayez souligné. Cela pourrait mener à certains conflits. Nous devons le préciser. Ce que je vais dire et ce qui aurait dû se dire... cela pourrait se comprendre ainsi. Ce n'était pas mon intention. Je croyais que cela voudrait dire tout simplement le personnel du comité comme tel. Or M. Normand me dit que cela s'y trouve maintenant et si les membres croient qu'ils aimeraient se faire accompagner par leur propre chercheur personnel, que cela pourrait maintenant se faire.

Ce n'était pas mon intention à l'origine, je serai très franc. Je voulais que l'on s'en tienne au personnel qui travaillerait pour notre comité, tout court. Ou peut-être un consultant que l'on aurait engagé à contrat, à l'avenir, comme vous l'avez dit.

Y a-t-il d'autres questions?

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, would it not be best then to have a list of people who are more or less attached to the committee, if that were the case, so that a research assistant from Mr. McCauley's office, or mine, or someone else's would also be on the list. They could also be present during our discussions. I do not see why. I do know it has been done in some cases. Some assistants have been allowed to go to the meetings and take notes which can then help us when we get back to our offices. Perhaps we could do that.

**The Chairman:** Mr. Portelance, you seem to agree with Mr. McCauley when he says that it would perhaps be a good thing that members' assistants also be included in that motion. Par inadvertance, je semble vous avoir porté à croire que je voulais que les adjoints personnels des députés soient compris dans cette mesure. Est-ce l'avis général?

**M. Gurbin:** Je n'y vois aucun problème. Je crois que cela devrait être laissé à la discrétion du président. C'est une mesure dont on peut abuser autant qu'on user. Je crois vraiment que cela devrait être laissé à sa discrétion.

**Le président:** Voilà pourquoi je ne les ai pas inclus, mais je crois que ce que j'ai dit à M. Normand donnait l'impression contraire. Le greffier nous dit qu'on pourrait reprendre le texte, ce qui signifie qu'il ne serait pas compris, mais si certains membres venaient me dire «Écoutez, j'aimerais aller à telle ou telle place; mon adjoint connaît très bien cette question et j'aimerais qu'il ou qu'elle m'accompagne» c'est parfait. Bon, on laisse les choses comme elles sont ou on les change pour effacer tout doute en ce qui concerne les adjoints personnels des députés? Que veut faire le comité?

[Texte]

**Mr. McCauley:** If that is your feeling, we might as well leave it as it is then.

**Mr. Corbett:** That is right.

**The Chairman:** Members could come and see me and say, "Look, I have a special reason. Okay?"

**Mr. Corbett:** Sure.

**Mr. Portelance:** On the authorization of the Chairman.

**Mr. Corbett:** There does not seem to be any problem in this Committee and there is no question about it that research people who are in your office are going to be assisting you and work on this affair as well.

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Corbett:** So I see no reason to exclude them. Leave the wording as it is and surely the discretion of the members of this Committee should be sufficient to ensure that it is not abused.

**The Chairman:** Sure.

**Mr. Corbett:** I move that during travel from place to place, and when deemed necessary, the necessary staff including researchers, consultants, and research assistants of the members of the Committee do accompany the Committee, its subcommittees and members of the Committee.

**The Chairman:** Paragraph (1)—travelling allowances and expenses for witnesses. This is a normal housekeeping motion.

**Mr. MacBain:** I move that reasonable travelling and living expenses and a per diem allowance when required in accordance with the scale approved by the Speaker be paid to expert witnesses who have been requested to appear before the Committee.

Motion agreed to.

**Mr. McCauley:** Mr. Chairman, could I ask a question?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. McCauley:** What about our expenses? This may be a question of ignorance.

**The Chairman:** No, that is quite relevant.

**Mr. McCauley:** Does that come out of our trips that we are allowed.

**The Chairman:** No, and I thought that was included, but I guess it is not. The Clerk or anybody can correct me if I am wrong, but normally if this Committee or members of the Committee leave to go anywhere in the line of duty of this Committee, your hotel room would be paid, and there is a per diem.

What is the per diem right now? Is it \$30? I thought I saw it somewhere the other day. Your hotel room plus a per diem for your meals and incidental expenses would be paid plus your air fare or whatever it takes to get there and back. It would not come out of your own expense allowance as a member of Parliament.

I think Mr. Normand could tell us what the rate is right now. It used to be a flat rate a day but, with the inflation and

[Traduction]

**M. McCauley:** Puisque c'est comme cela, n'y touchons pas.

**M. Corbett:** Parfait.

**Le président:** Les membres pourraient venir me voir et me dire: «écoutez, j'ai une raison spéciale, ça va?»

**M. Corbett:** D'accord.

**M. Portelance:** Avec l'autorisation du président.

**M. Corbett:** Cela ne semble pas poser de problèmes à notre comité et il est évident que les adjoints et chercheurs du bureau d'un député vont lui aider dans ce travail.

**Le président:** Oui.

**M. Corbett:** Je ne vois donc pas pourquoi on les exclurait. Ne modifions rien au libellé car je crois bien que les députés qui composent notre comité verront à ce qu'on n'en abuse pas.

**Le président:** Évidemment.

**M. Corbett:** Je propose que, lors des voyages d'un endroit à un autre, et s'il est jugé nécessaire, le personnel nécessaire, y compris les chercheurs, les consultants, et les chercheurs adjoints des membres du comité accompagnent le comité, ses sous-comités et les membres du comité.

**Le président:** L'article (1): *per diem* et frais de déplacement pour les témoins. Encore une fois, il s'agit d'une chose tout à fait normale.

**M. MacBain:** Je propose que des frais de déplacement et de subsistance raisonnables ainsi qu'une indemnité quotidienne conforme au barème approuvé par madame le président de la Chambre soit versé aux témoins convoqués devant le comité.

La motion est adoptée.

**M. McCauley:** Monsieur le président, puis-je poser une question?

**Le président:** Oui.

**M. McCauley:** Et nos frais? Cette question prouve peut-être mon ignorance.

**Le président:** Non, cette question est fort pertinente.

**M. McCauley:** Doit-on puiser dans notre budget de voyages.

**Le président:** Non, il semble bien que c'était compris, mais j'ai dû me tromper. Le greffier ou les autres me diront si j'ai tort, mais normalement si notre comité ou les membres du comité doivent voyager pour remplir le mandat imposé au comité, la chambre d'hôtel vous est remboursée et l'on vous verse l'indemnité journalière prévue.

Elle est de combien cette indemnité? \$30? Il me semblait avoir vu ce chiffre quelque part l'autre jour. Donc, votre chambre d'hôtel, plus une indemnité journalière pour vos repas et dépenses imprévues sans oublier le billet d'avion ou tout autre de moyen de transport requis pour effectuer l'aller-retour. Vous n'êtes pas obligés de puiser dans vos allocations de député.

Je crois que M. Normand pourrait nous dire de combien il s'agit à l'heure actuelle. Il s'agissait d'un certain montant fixe



*[Text]*

everything and the hotel rates that keep fluctuating, they have made it hotel pass plus per diem. I believe it is around \$30 if I am not mistaken, or \$35, but our Clerk will check that in any case. In answer to your question it does not come out of your own personal expenses.

**An hon. Member:** Definitely not.

**The Chairman:** Item No. 5—next meeting of the Committee. I think we were agreed in an informal way that the meeting would be held tomorrow. Did we have a motion on that, Mr. Normand?

**The Clerk:** Yes, we did, sir.

**The Chairman:** We did, okay. So the next meeting of the Committee is tomorrow. The express purpose is to set up our research staff.

• 1645

Now, number 6, will be left to the perusal of the committee members after we have had our meeting tomorrow. I just included it in there to show you what type of motion we would need, if you agree that these people have the expertise and are the people with the knowledge that could help this committee.

Now, future meetings under item 7, that the committee meet in camera on June 18 at 3.30 o'clock for the purpose of looking into and considering the draft plan of action for the committee prepared by the Clerk of the Committee and representatives of the research branch of the Library of Parliament. In other words, after tomorrow's meeting, unless there is disagreement amongst members—of course we could go into this agreement with the research branch of the Library of Parliament with the understanding, of course, which does not need to be mentioned, that we are free to go out and hire who we wish in spite of this agreement—we would ask these people as their first item to set up a plan of action for us. I have been looking at this since as you may recall, the Prime Minister announced the task forces—at the beginning, I have had been designated Chairman of the task force—and I could see—and it has come out as a parliamentary committee due to the negotiations that went on with the Opposition parties and I have no objection to that—that there are about eight or ten different fields that we will be going into. Now, if we do not have a plan of action, we could be all over the place at once and not come to any recommendation on anything. In other words, are we going to go after solar energy for two or three weeks and then jump into forest biomass and then jump back to tidal wave power or are we going to have a plan of action that would let us—there could be many ways of doing it. We could say, "Look, let us start off with priorities." What is the most feasible in Canada? And then it would follow bing, bing, bing like this. Or we could say, These two members will be looking after solar, these one or two people would like to get into tidal wave and another couple would go into the liquification of coal and another couple would do this et cetera. I would like you to discuss this with the people from the research branch tomorrow and then we would give them a mandate to give us a draft plan of action for the future activities of this Committee.

*[Translation]*

par jour, mais à cause de l'inflation et tout le reste, le prix des hôtels qui ne cessent de monter, on nous accorde maintenant une carte d'hôtel plus un certain montant journalier. Je crois qu'il s'agit d'environ \$30 ou \$35, mais notre greffier vérifiera. Pour répondre à votre question, vous n'êtes pas obligé de puiser dans vos propres fonds.

**Une voix:** Absolument pas.

**Le président:** Article n° 5: prochaine réunion du comité. Je crois que nous étions officieusement d'accord pour nous réunir demain. Y avait-il une motion, monsieur Normand?

**Le greffier:** Oui, monsieur.

**Le président:** Bon, parfait. La prochaine réunion du comité se tiendra demain. Le but express de la réunion est de trouver notre personnel de recherche.

Quant au n° 6, les membres du comité pourront y réfléchir à l'issue de notre réunion de demain. Je l'avais ajouter ici pour vous indiquer quelle genre de motion devrait être présentée si vous conveniez que ces gens ont les qualités nécessaires pour nous être utile.

Au n° 7, il est question de nos réunions à venir. Il est proposé que nous nous réunissions à huis clos le 18 juin à 15 h 30 pour étudier un projet de plan d'action pour le Comité, que prépareraient le greffier du Comité et des membres de la direction de la recherche de la bibliothèque du Parlement. Autrement dit, à l'issue de la réunion de demain, à moins que certains membres du comité ne s'y opposent, les personnes que je viens de nommer prépareront un plan d'action pour le Comité. Bien entendu, nous ferons appel à la direction de la recherche de la bibliothèque du Parlement, sous réserve tacite que nous sommes libres d'embaucher qui nous entendons malgré notre engagement. Vous vous souviendrez que le premier ministre a annoncé la formation de groupes de travail au début de la session; depuis, j'ai réfléchi à la question. J'ai été nommé président d'un groupe de travail qui a désormais plutôt l'allure d'un comité parlementaire à cause de l'intervention des partis d'opposition. Je n'y vois pas d'inconvénient. Nous couvrirons 8 ou 10 sujets différents. A défaut d'un plan d'action, nous risquons de nous éparpiller, de ne pas pouvoir faire de recommandations précises. En d'autres termes, allons-nous consacrer deux ou trois semaines à l'énergie solaire pour ensuite passer de but en blanc à la biomasse et sauter ensuite à l'énergie marémotrice? Nous pourrions peut-être songer à un plan d'action. De toute façon, il y a diverses façons de procéder. Nous pourrions songer à établir un ordre prioritaire et voir, avant de commencer, ce qui est réalisable au Canada. Ensuite, l'ordre s'établirait de lui même. Nous pourrions, d'autre part, réserver l'énergie solaire à deux membres du Comité, l'énergie marémotrice à deux autres, tandis que deux autres étudieraient la liquification du charbon pendant que d'autres s'occuperaient d'autre chose. J'aimerais que vous abordiez cette question demain avec les chercheurs de la bibliothèque du Parlement dans le but de leur donner le mandat de préparer un plan d'action pour le Comité.

[Texte]

Somebody asked me how long do you think it will take? I have no way of knowing, but based on people who have contacted me since this announcement was made, I can see several departments right here in Ottawa that would take up six or seven or maybe more meetings. EMR has a special section on all these subjects that we will be discussing. I think they should be one of the first groups of people that we ask to come before the Committee to see what are we doing, if anything, in this field. NRC has groups of people working on these subjects. Environment and Fisheries have done some work on these. Science and Technology has done work. Public Works through different ways of heating and cooling buildings has worked on these. There are departments of provincial governments that we would have to invite to come here or go and meet with them . . .

**Mr. Gurbin:** Agriculture Canada has a very important . . .

**The Chairman:** Yes. There are citizens' groups that are anxious to come and meet with us. The Good Earth People have been in touch with me and all kinds of groups are starting to come forward. There are industries in Canada that I am sure will be anxious to meet with us. I would like the members to keep this in mind at tomorrow's meeting and to give some ideas to our research people in creating a schedule of meetings so that we know exactly where we are going.

Yes. I have received a number of letters over the past month or so. I have given them all to the Clerk. If you like, I would ask him to make copies, and I would say, give copies to every member of the Committee so you know who the people are that have been writing to me. I will give you everything I have or anything I get I would make immediately available to the members of the Committee.

• 1650

I cannot give you any more idea of when we are going to adjourn this House than anybody else, but the rumours are we will be here to at least the end of July, as you know.

I would like to see the Committee, if you agree, meet at least twice a week, meetings of about two hours, because I do not think we can be very effective meeting longer than two hours. We will have homework to do between meetings, anyway. We have other commitments. By the end of July we would have a good idea and then, perhaps—if we adjourn the beginning of August, I would imagine most members would like to be home with their families during August—right after Labour Day, if we have any meetings in Ottawa that we have to finish, we should finish them. Then we could draw up a schedule of those members who especially want to visit certain installations that are the most interesting and perhaps the most valuable to see.

You could start thinking over this gradually as we are holding our hearings. I am sure that we have one of the biggest fields around so that, if you want to, we could work 12 hours a

[Traduction]

Quelqu'un m'a demandé combien de temps cela prendrait. Je n'en sais rien, mais d'après les démarches qui ont été faites dès l'annonce de la formation du groupe de travail, plusieurs ministères ici même à Ottawa ont exprimé le souhait de se faire entendre et cela monopoliserait 6 ou 7 réunions. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a un service spécial qui s'occupe des sujets que nous étudierons. Les représentants de ce service devraient donc être nos premiers témoins pour qu'ils soient mis au courant de la nature de notre travail. Le Conseil national de recherches a également un service qui se consacre à ces sujets. Le ministère des Pêches et de l'Environnement a déjà travaillé là-dessus de même que le ministère d'État aux Sciences et à la Technologie. Le ministère des Travaux publics s'est intéressé aux divers modes de chauffage et de climatisation des édifices. De plus, certains ministères provinciaux devront être consultés, soit ici, soit sur place . . .

**M. Gurbin:** Le ministère de l'Agriculture a également un très important . . .

**Le président:** En effet. Il y a des groupes de citoyens qui souhaitent vivement nous rencontrer. Les représentants du groupe «Good Earth» m'ont contacté et beaucoup d'autres groupes commencent à se manifester. Il y a des représentants de l'industrie qui, j'en suis sûr, brûlent d'envie de nous rencontrer. Que les membres du Comité gardent cela à l'esprit lors de la réunion de demain afin de donner aux chercheurs des consignes sur la formulation d'un emploi du temps bien conçu.

J'ai reçu un certain nombre de lettres au cours de ce mois. Je les ai toutes remises au greffier. Si vous le désirez, je puis lui demander d'en faire copie et d'en remettre à chaque membre du Comité. Vous saurez ainsi qui sont les auteurs de ces lettres. Tout ce que j'ai reçu et tout ce que je recevrai, je veux bien le mettre immédiatement à la disposition des membres du Comité.

Je ne suis pas plus en mesure de vous dire, d'ailleurs pas plus que quiconque, quand la Chambre s'ajournera. La rumeur veut, cependant, que nous soyons là au moins jusqu'à la fin de juillet.

Je souhaiterais, si vous êtes d'accord, que le Comité se réunisse au moins deux fois par semaine pour des périodes de deux heures chaque fois. Nous risquons en effet de perdre de notre efficacité si nous siégeons plus longtemps. Nous aurons des documents à étudier entre les réunions, sans compter que nous avons d'autres engagements. Nous saurons à peu près à quoi nous en tenir à la fin de juillet. Si la Chambre s'ajourne au début du mois d'août, je suppose que la plupart des députés voudront rentrer chez eux pour être avec leur famille au moins pendant le mois d'août. Tout de suite après la Fête du Travail, si nous devons encore tenir des réunions à Ottawa, nous les tiendrons. Nous devrons alors déterminer quels sont les députés qui veulent visiter certaines installations parmi les plus intéressantes et les plus instructives.

A mesure que les délibérations se dérouleront, vous pourrez vous faire une idée. Nous avons probablement le domaine le plus vaste à couvrir. Si nous le voulions, nous pourrions



[Text]

day on this thing and still not be ready for December 19. Really, I can see right now that by November we may have to ask for an extension. If we go into this the way I think we will, I cannot see us right now—and I hope I am wrong—but I cannot see us right now meeting that deadline. Yes, Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** There are two points, Mr. Chairman, and I apologize if I am coming back on something you have already suggested. I did not quite understand the name. Are we a task force or a parliamentary committee now?

**The Chairman:** No, I used parliamentary task force because this is the way a lot of people have been writing to me. Actually, we are a special committee of Parliament. What is the exact House reference, officially? I have the reference here somewhere.

**An hon. Member:** A select committee?

**The Chairman:** We do not use the term "select" here in Ottawa. I think that is mostly in the provincial houses. Here it is:

*ORDERED*,—That a Special Committee of the House of Commons . . .

**Mr. Gurbin:** Special Committee of the House of Commons.

**The Chairman:** We are a Special Committee. It was unofficial. I used that because people have been calling me and saying, are you the chairman of the parliamentary task force, and I thought that was a good sounding . . .

**Mr. Gurbin:** Sounds great, yes.

**The Chairman:** Yes. It takes in both the parliamentary . . .

**Mr. Gurbin:** That was the first point, then. So that we should identify ourselves as a Special Committee of the House of Commons.

**The Chairman:** Yes, the full title as on your notice is Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution.

**Mr. Gurbin:** So you leave out that parliamentary task force?

**The Chairman:** Yes, oh yes.

**Mr. Gurbin:** Okay. That is the first part of the question. The second part has to do just with a little bit of nagging. I am sure others in this group have got some special interests or have related to some special projects in the past and so on and have something to draw on in terms of this draft plan.

**The Chairman:** Sure.

**Mr. Gurbin:** Each of us will probably have our own particular or our own very special interest. It just concerns me a little bit again, talking about this draft plan being drawn up by the Clerk and by the branch of Library of Parliament . . .

**The Chairman:** Under our direction.

**Mr. Gurbin:** Under our direction. So that you intend us tomorrow to maintain a complete control over the development of that?

[Translation]

travailler 12 heures par jour et encore avoir beaucoup à faire le 19 décembre. Je prévois déjà qu'à la fin du mois de novembre, nous pourrions demander une prolongation. De la façon dont je vois les choses maintenant, je ne m'attends pas, et j'espère que je me trompe, que nous puissions avoir terminé pour la date limite. Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Je voudrais avoir des éclaircissements sur deux points, si vous le permettez, monsieur le président. Je m'excuse si je reviens sur quelque chose que vous avez déjà expliqué. Je voudrais d'abord savoir si nous formons un groupe de travail ou un comité parlementaire?

**Le président:** J'ai parlé du groupe de travail parlementaire parce que c'est ainsi que nous avons été appelés dans les lettres. En réalité, nous formons un comité parlementaire spécial. Quel est notre titre officiel? Je l'ai quelque part ici.

**Une voix:** Nous formons un comité spécial?

**Le président:** Nous n'utilisons pas le terme de «select» ici à Ottawa. C'est un terme qui est utilisé dans les assemblées provinciales. J'ai trouvé:

*IL EST ORDONNÉ*,—qu'un comité spécial de la Chambre des communes . . .

**M. Gurbin:** Nous formons donc un comité spécial de la Chambre des communes.

**Le président:** En effet. J'ai utilisé le terme officiel de groupe de travail parlementaire parce que c'est l'expression qu'on utilisait dans les lettres qui m'étaient adressées. Je pensais que cela se disait bien . . .

**M. Gurbin:** Cela se dit très bien.

**Le président:** Les deux éléments essentiels . . .

**M. Gurbin:** C'était mon premier point. Nous formons donc le comité spécial de la Chambre des communes.

**Le président:** Notre titre complet se trouve dans l'avis en vue de la réunion: Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole.

**M. Gurbin:** Vous laissez tomber la notion de groupe de travail parlementaire pour l'instant?

**Le président:** Oui.

**M. Gurbin:** Très bien. Voilà pour mon premier point. Mon deuxième point est en quelque sorte une plainte. Je suis sûr qu'il y a d'autres députés dans le groupe qui ont des intérêts spéciaux, qui ont été mêlés à des projets spéciaux dans le passé et qui ont quelque chose à contribuer à ce projet de calendrier.

**Le président:** Certainement.

**M. Gurbin:** Nous aurons sûrement un sujet qui nous intéressera en particulier. Je suis un peu inquiet du fait que le soin d'établir le calendrier soit laissé au greffier et à un service de la bibliothèque du Parlement . . .

**Le président:** Sous notre direction.

**M. Gurbin:** Sous notre direction. Vous vous attendez donc à ce que nous ayons la haute main sur ce calendrier.

[Texte]

**The Chairman:** Definitely so. I think we should, tomorrow, after we have talked it over with Mr. Laundry, after they have left the room if we have time, we could get into that right away or keep one or two of them there with us and say, all right, now, we will go around the table and see which item should come first.

**Mr. Gurbin:** Okay, that suits me fine.

**The Chairman:** Oh, yes, the schedule should be done with very close relationship between whoever ends up as our research staff and the members of the committee, with the Clerk, of course.

**Mr. Gurbin:** Okay, I appreciate that. The second part of that part of the question is, when this is laid down here on this final page in our notification here, they have been fairly specific in talking about "report upon utilization of alternate energy sources such as ..." and they did not really leave a catch-all clause; perhaps that "such as" is meant to do that, but I wonder if there is an intention there to limit us to those specific things, or if in fact they would like ...

• 1655

**The Chairman:** You mean in our order of reference?

**Mr. Gurbin:** On the page after our final adjournment on number eight, as it is ordered it says:

... "to explore and report upon utilization of alternative energy sources such as ..." etc.

Following that through, there are things which to me are significant which are not specifically mentioned, and may be more significant than any of those. Now, I am asking you if they intended to have us deal with those specifically because ...

**The Chairman:** I see what you mean. There is no clause in there that say ...

**Mr. Gurbin:** "Or any other ..."

**The Chairman:** "Or any other subject in this field the committee feels is relevant." We are locked into this I guess.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, I wrote to you on that very point. I do not know whether you got the letter, because hydrogen was missed ...

**The Chairman:** That is right. Exactly. That is the biggest ...

**Mr. MacBain:** It is the most important of all. My letter to you—and I have not got a copy of it here—said it would be my legal opinion that because of the use of "such as", it is plain to me as a lawyer. That we can go as far as we want.

**The Chairman:** "Such as" may give us the opening we need.

**Mr. MacBain:** I think it does, Mr. Chairman. Hydrogen is getting hotter by the moment, and I was on an energy seminar on Saturday ...

[Traduction]

**Le président:** Absolument. Demain, une fois que nous en aurons parlé à M. Laundry, une fois que certains auront quitté la pièce, nous pourrions, si nous en avons le temps, en prendre quelques-uns à part et leur dire exactement ce qui doit venir en premier. Nous demanderons à chacun son opinion.

**M. Gurbin:** Cela me convient parfaitement.

**Le président:** Le calendrier doit être établi en étroite collaboration entre ceux qui seront nos documentalistes, les membres du comité et le greffier, évidemment.

**M. Gurbin:** Je vous en remercie. Il y a encore un point qui me préoccupe. A la dernière page de l'avis, le mandat indiqué est un mandat assez précis. Il parle de «rapports sur l'utilisation de source d'énergie de remplacement comme ...». Il n'y a pas de mandat général, il se peut que «comme» signifie cela, mais je me demande si on a eu l'intention de nous limiter à ces objets précis ou si, de fait, on aimerait ...

**Le président:** Vous voulez dire à l'ordre de renvoi?

**M. Gurbin:** A la page 8, il est dit:

... «chargé de faire des recherches et des rapports sur l'utilisation de sources d'énergie de remplacement comme ... et le reste.

Après avoir lu cela, j'estime qu'il existe tout de même certaines choses très importantes et qui ne sont pas mentionnées, même si elles peuvent avoir plus d'importance que celles dont on a fait mention. Je vous demande donc si on tient à ce que nous n'étudions que les articles précisés car ...

**Le président:** Je comprends ce que vous voulez dire. Il n'y a aucune disposition dans ce texte affirmant que ...

**M. Gurbin:** «Ou tout autre ...»

**Le président:** «Ou tout autre sujet connexe au domaine et que le Comité estime être pertinent.» Je crois que nous ne pouvons pas en sortir.

**M. MacBain:** Monsieur le président, je vous ai écrit précisément à ce sujet. Je ne sais si vous avez reçu ma lettre car elle ne mentionnait pas l'hydrogène ...

**Le président:** C'est juste. Précisément. C'est le plus gros ...

**M. MacBain:** C'est le plus important de tous. La lettre, dont j'ai une copie en main, précisait que, sur le plan juridique, étant donné l'utilisation de «comme» la question était très claire, c'est-à-dire que nous pouvons aller aussi loin que nous le voulons.

**Le président:** L'expression «comme» peut donc nous fournir l'ouverture dont nous avons besoin.

**M. MacBain:** Monsieur le président, j'estime que c'est effectivement ce que cette expression nous permet de faire. L'hydrogène devient un sujet de plus en plus brûlant, j'ai d'ailleurs participé à un séminaire sur l'énergie samedi ...



[Text]

**The Chairman:** I think you are right, Mr. Gurbin and Mr. MacBain. The "such as" gives us the opening you are worried about. I do not think it excludes anything else. We will examine these that are mentioned, but it says "such as" so I cannot see any problem, really.

**Mr. MacBain:** I agree with my learned friend on one point. It may be the only one during the whole con . . .

**Mr. Gurbin:** We have already said that is not the way we are going to parade this time.

**The Chairman:** We could ask Mr. Laundry. Part of his submission to us tomorrow, I understand, is a very good interpretation of our mandate. Is that correct? Yes.

**An hon. Member:** Or at least we could establish it.

**The Chairman:** Well, I would like to clear up that point because I think it is very important.

So gentlemen, if there is no further urgent business, Mr. Rose mentioned before he left that in order to set up our meetings—and I have suggested two a week of two hours—you give the clerk as soon as possible those hours that you are locked into something else. We are meeting tomorrow; perhaps members could think it over tomorrow, and if they know of times during the week when there is absolutely no way they could get out of something, they could let you know personally tomorrow. If they agree to a meeting next Wednesday, we could set our schedule then. Would that be okay? Okay.

Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** A question, Mr. Chairman. I have been told as a new member that if you are on House duty and there is a committee of the whole House—I am on Public Accounts Committee—that it takes priority over my House duty and over anything. I wonder if that broad extension applies to this special task force.

**The Chairman:** I cannot think of any other committee that is more important than this one, so why should it?

**Mr. MacBain:** Well you have more power than I have.

**The Chairman:** I think if you are on duty in the House and you let the Whip know that you are at a committee meeting, if there is an emergency, they can come and get you in a minute.

• 1700

**Mr. Corbett:** Mr. Chairman . . .

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Corbett:** What is your intention with regard to research staff and secretarial staff and people of this nature?

**The Chairman:** Well, I was hoping that if Mr. Laundry can give us a package that the members find acceptable, that

[Translation]

**Le président:** Messieurs Gurbin et MacBain, vous avez raison. L'expression «comme» nous donne cette ouverture qui vous préoccupe, je ne crois pas que cela permette d'exclure quoi que ce soit. Nous nous pencherons sur les questions mentionnées mais puisque l'expression «comme» figure dans le texte, en vérité, je ne vois vraiment pas où il peut y avoir problème.

**M. MacBain:** Je suis d'accord avec mon savant collègue sur ce point. Il se peut que ce soit la seule fois au cours de toute la . . .

**M. Gurbin:** Nous avons déjà dit que ce n'est pas ainsi que nous allons nous comporter cette fois-ci.

**Le président:** Nous pouvons peut-être le demander à M. Laundry car je crois savoir que le texte qu'il va nous soumettre demain comporte une très bonne interprétation de notre mandat. Est-ce exact? Oui.

**Une voix:** Nous pourrions peut-être au moins établir ce qu'est ce mandat.

**Le président:** Eh bien, j'aimerais éclaircir cette question car j'estime qu'elle est très importante.

Par conséquent, messieurs, s'il n'y a pas d'autres sujets urgents que vous voulez aborder, avant de nous quitter, M. Rose a mentionné que pour tenir nos réunions . . . et j'ai proposé qu'on en tienne deux de deux heures par semaine . . . il faudrait que nous communiquions le plus tôt possible notre grille horaire au greffier. Étant donné que nous nous réunissons demain, les membres pourraient-ils réfléchir à cela d'ici la réunion et nous laisser savoir s'il y a des heures auxquelles ils ne peuvent vraiment pas se libérer? Si nous convenons de nous réunir mercredi prochain, nous pourrions alors établir notre bloc horaire. Cela vous convient-il? C'est bien.

Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Monsieur le président, si vous permettez, j'ai une question à poser en tant que nouveau membre. On m'a dit que lorsqu'on est appelé à travailler à la Chambre et qu'il se tient une réunion d'un comité plénier en même temps . . . comme le Comité des comptes publics, dont je fais partie . . . que cette réunion de comité a priorité sur les travaux de la Chambre et sur quoi que ce soit. J'aimerais savoir si cela s'applique également à notre groupe de travail spécial.

**Le président:** J'ai peine à imaginer un autre comité plus important que celui-ci, par conséquent, pourquoi y aurait-il problème?

**M. MacBain:** Eh bien, vous êtes plus puissant que moi.

**Le président:** Si vous êtes appelés à la Chambre et que vous avisez le Whip que vous assistez à une réunion de comité, on s'arrangera pour venir vous chercher en quelques instants, s'il y a urgence.

**M. Corbett:** Monsieur le président.

**Le président:** Oui.

**M. Corbett:** Qu'avez-vous l'intention de faire en ce qui concerne le personnel de recherches et de secrétariat?

**Le président:** Si M. Laundry pouvait prévoir un arrangement que nous trouvons acceptable, cela résoudrait en grande partie

[Texte]

would solve most of it because they have all that within their organization, right here in Parliament.

**Mr. Corbett:** I see.

**The Chairman:** The Library of Parliament has three or four divisions to it. Within the research branch there are two or three other subdivisions, and one of them is on science and technology. They have their whole staff across the street here, I think in the ...

**The Clerk:** Victoria Building.

**The Chairman:** ... Victoria Building. In other words, they would be immediately available to us at any time.

**Mr. Corbett:** Are they in a position to provide secretarial staff as well?

**The Chairman:** This I guess we would have to ask them tomorrow. I am not too sure if they would be. I guess they have them. It might explain it in that note. If they do not, we will have to make those arrangements.

**An hon. Member:** It is not mentioned in the letter.

**The Chairman:** All right, let us adjourn the meeting. I just want to ask Mr. Clay a couple of questions while you are all here. Okay? The meeting is adjourned.

Wednesday, June 25, 1980

• 1509

**The Chairman:** I see a quorum, gentlemen. We will now begin our proceedings.

Today I would like to welcome to the committee as our first witness, Dr. K. Whitham, Assistant Deputy Minister, Conservation and Non Petroleum Branch of EMR.

• 1510

Bienvenue à notre Comité, docteur. Vous avez maintenant la parole.

**Dr. K. Whitham (Assistant Deputy Minister, Conservation and Non Petroleum Branch, Department of Energy, Mines and Resources):** Thank you, Mr. Chairman.

Mr. Chairman and gentlemen, at the invitation of the staff of your task force, Energy, Mines and Resources has prepared the brief, which I believe is before you, providing background information on the subject and some background documentation is being provided to your staff for distribution to assist the task force in its work.

What we have tried to do is to outline a working definition of alternative energy and we have discussed this complementarity with conservation. We have given you a general review of renewable sources of energy, an energy budget overview, a catalogue of renewable energy sources by requirement for energy, and a breakdown from resource to application. We have then outlined the potential for biomass energy, including a brief discussion of the production of alcohol from biomass. We then discussed solar heating and other renewable energy resources in the Canadian content.

[Traduction]

la question étant donné qu'il dispose de tous ces services au sein même du Parlement.

**M. Corbett:** Je vois.

**Le président:** La Bibliothèque du Parlement comprend trois ou quatre services et celui de la recherche comprend trois ou quatre divisions dont la division des sciences et de la technologie. Tout le personnel est installé de l'autre côté de la rue dans l'édifice ...

**Le greffier:** Victoria.

**Le président:** Oui, l'édifice Victoria. En d'autres termes, nous aurions, immédiatement accès à ce personnel en tout temps.

**M. Corbett:** Pourrions-nous obtenir du personnel de secrétariat par la même occasion?

**Le président:** Je crois que nous devrions leur poser la question demain, je n'en suis pas sûr. Je suppose que la note en parle peut-être. Sinon, nous devons prévoir des dispositions en ce sens.

**Une voix:** On n'en parle pas dans la lettre.

**Le président:** Très bien. J'aimerais poser quelques questions à M. Clay alors que vous êtes tous présents. Êtes-vous d'accord? La séance est levée.

Le mercredi 25 juin 1980

**Le président:** Messieurs, nous avons le quorum. Nous allons maintenant commencer nos délibérations.

Nous avons le plaisir d'accueillir aujourd'hui notre premier témoin, M. K. Whitham, sous-ministre adjoint, Direction de la conservation et des produits non pétroliers du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Doctor you are welcome to our committee. Now, you have the floor.

**M. K. Whitham (sous-ministre adjoint, Direction de la conservation et des produits non pétroliers, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources):** Merci monsieur le président.

Monsieur le président, messieurs, à l'invitation du personnel de votre groupe de travail, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a préparé le présent mémoire qui vous fournira des renseignements sur le sujet ainsi que des documents qui pourront vous aider dans vos travaux.

Nous nous sommes efforcés d'établir une définition pratique des énergies de substitution et nous avons fait le lien avec le principe des économies d'énergie. Nous vous donnons une vue d'ensemble des sources d'énergie renouvelable, de ce qu'est un budget en matière énergétique, nous vous fournissons un catalogue des sources d'énergie renouvelable en fonction des besoins d'énergie et une répartition depuis le niveau de la richesse naturelle jusqu'au niveau de son application. Nous indiquons ensuite quel est le potentiel pour l'énergie de la biomasse, avec quelques indications sur la production d'alcool à partir de la biomasse. Nous étudions ensuite le chauffage



*[Text]*

We thought it would be useful to give you a status report of the package of renewable energy programs announced in 1978, including the federal-provincial demonstration agreements in conservation and renewable energy. Key policy areas under active study are also outlined, and then we provide you with summaries of Canadian initiatives, with a chronology and highlights, in solar energy, biomass energy, wind power and nonconventional hydro and tidal power. We also give you an outline of the present expenditures as requested in research and development.

We then presented you with a draft review of a document which EMR hopes to publish later this autumn, which is a review of liquid fuel opportunities for Canada. The brief which you have before you is necessarily descriptive rather than prescriptive. It attempts to describe what might happen rather than tell you exactly what must be done to make certain things happen. We have added, for the benefit of your staff and for any of you who can find time to study them, a number of major documents which cover some of the largest oil prospects in Canada. In particular, we have added a document describing prospects for biomass, a document with a long-term outlook for the direct use of solar energy in Canada, and a summary prepared by the National Research Council of current renewable energy R&D in Canada.

Before trying to lead you through some of the highlights of the brief, I would like to apologize for several omissions. First of all, the brief is necessarily incomplete since the subject is very complex and it is rapidly changing in an evolving policy environment. For example, the government has recently announced its intention to create an alternative energy corporation to become active in this field. EMR will be pleased to provide any further material on the items contained in the brief or on any matters of interest which were not addressed, if your task force would find this helpful. I will apologize for some duplication in the material which was prepared in some hurry. I will further apologize for some incompleteness—not every conceivable source of renewable energy is mentioned—and I will finally, Mr. Chairman, apologize for the fact that on this short notice we have not been able to provide a French version. But it is our intention to make a French version of this document available to your committee as soon as possible. Our apologies for this omission.

*[Translation]*

solaire et les autres sources d'énergie renouvelable dans le contexte canadien.

Nous avons pensé qu'il serait utile de vous faire un rapport provisoire sur l'ensemble des programmes annoncés en 1978 en matière d'énergie renouvelable, y compris sur les ententes fédérales-provinciales concernant les expériences dans le domaine des économies d'énergie et des énergies renouvelables. Nous indiquons également quels sont les domaines actuellement à l'étude et nous vous fournissons un résumé des initiatives canadiennes, avec chronologie des événements, dans le domaine de l'énergie solaire, de l'énergie de la biomasse, de l'énergie éolienne, de l'énergie hydro-électrique non conventionnelle et de l'énergie marémotrice. Nous vous indiquons également quelles sont les dépenses actuelles en matière de recherche et de développement.

Nous vous fournissons ensuite un projet de résumé d'un document que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources espère publier à l'automne, et qui concerne les possibilités en matière de combustibles liquides pour le Canada. Le mémoire que nous vous avons remis est bien sûr descriptif plutôt que prescriptif. Il vise à décrire des événements qui pourraient survenir plutôt qu'à vous dire exactement quelles mesures devraient être prises pour susciter certains événements. Nous avons ajouté un certain nombre de documents importants sur les perspectives les plus importantes au Canada en matière pétrolière à l'intention de votre personnel et de ceux d'entre vous qui auront le temps de les étudier. Nous avons notamment ajouté un document décrivant les perspectives en matière de biomasse, un document sur les perspectives à long terme en ce qui concerne l'utilisation directe de l'énergie solaire au Canada et un résumé préparé par le Conseil national de recherches sur la recherche et le développement auxquels on procède actuellement au Canada dans le domaine des énergies renouvelables.

Avant de vous signaler quelques grands points du mémoire, permettez-moi de vous faire nos excuses pour plusieurs omissions. Tout d'abord, le mémoire est nécessairement incomplet étant donné que ce sujet est très complexe et qu'il évolue rapidement dans un environnement politique en mutation constante. Par exemple, le gouvernement a récemment annoncé qu'il avait l'intention de créer une société sur les énergies de substitution. Le ministère se fera un plaisir de fournir tous les documents supplémentaires sur les points traités dans le mémoire ou sur toute question pouvant vous intéresser et qui n'est pas abordée ici, si votre groupe de travail estime que cela pourrait lui être utile. Je vous prierais de nous excuser pour les redites, attribuables au fait que le présent document a été préparé à la hâte. Je vous prie en outre de nous excuser du fait qu'il est quelque peu incomplet, nous n'y mentionnons pas toutes les sources d'énergie renouvelable possible et, enfin, monsieur le président, je vous prierais de nous excuser de n'avoir pu être en mesure de vous en fournir un exemplaire en français en raison du court préavis. Nous avons cependant l'intention de remettre à votre Comité une version française du présent document dès que possible. Nous vous prions de nous excuser pour cette omission.

## [Texte]

I was asked by your staff what was the definition of EMR's thinking of alternative sources of energy. The answer is very simply that we believe these are usually considered to consist of those sources that are not in widespread use in Canada today. Alternative energy sources therefore include renewable sources of energy, some of which as "rediscovered" sources, for example windmills, some of which have continued even in the petroleum era to provide modest amounts of energy, for example firewood, and some of which are entirely novel, for example solar power satellites. Conventional, large scale hydro-electricity, although a renewable energy source which currently provides almost a quarter of Canada's total primary energy, is not usually considered to lie in the class of alternative sources of energy.

• 1515

Conversely, however, alternative sources of energy may include novel technologies and applications of fossil fuels; for example, the liquefaction of coal to produce conventional hydro carbon products, or the use of compressed natural gas in transportation. In summary, therefore, alternative sources of energy have the potential for both small scale and large scale application. Alternative sources as we define them include technologies which would be characterized by Lovins as both "soft" and "hard". In summary, therefore, alternative sources of energy can best be considered as those that have not conventionally satisfied our demands for energy during the past generation, but which could make a contribution in the coming generation.

A second issue your committee may wish to consider is the relation between alternative energy and conservation. In considering the definition and role of alternative energy, you have to examine the nature and pattern of demands for conventional sources: oil, gas, hydro-electricity, coal, nuclear electricity and so on. If we make such an examination, we find our energy demands can be met in a number of alternative ways.

A good example is the fact that the interior of a typical home can be kept at 20 degrees centigrade during winter by using about 800 gallons of oil annually, a Standard furnace, and insulation levels typical of the 1970 to 1975 period. However, by cost effective re-insulation, improved weather-stripping and furnace improvement, the same typical house could be heated to the same temperature using four or five hundred gallons of oil, the conservation investment expenditures in this case being repaid within six to eight years. Now, I submit this is a case where conservation technologies have substituted for conventional energy and could therefore be viewed as an alternative energy source in meeting space heating demands.

## [Traduction]

Vos collaborateurs m'ont demandé comment le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources définissait ce que l'on entend par sources d'énergie de substitution. La réponse est très simple en ce sens que nous pensons que ce sont en général les sources dont l'utilisation n'est pas largement répandue au Canada à l'heure actuelle. Par conséquent, les sources d'énergie de substitution regroupent les sources d'énergie renouvelable, dont certaines sont des sources que l'on est en train de redécouvrir comme les moulins à vent, dont certaines sont toujours utilisées, même à l'ère du pétrole, pour fournir de petites quantités d'énergie, comme le bois de chauffage et dont certaines sont totalement nouvelles comme l'énergie solaire utilisée pour les satellites. L'hydro-électricité classique à grande échelle, bien qu'elle soit une source d'énergie renouvelable qui fournit actuellement près du quart de toute l'énergie primaire du Canada, n'est pas normalement classée parmi les sources d'énergie de substitution.

Les sources d'énergie de substitution peuvent par contre comprendre de nouvelles technologies et applications de combustibles fossiles; par exemple, la liquéfaction du charbon dans le but de fabriquer des produits d'hydrocarbures classique, ou l'utilisation du gaz naturel comprimé dans le domaine des transports. En résumé donc, les sources d'énergie de substitution ont la faculté d'être appliquées à grande et à petite échelles. Selon notre définition, les sources d'énergie de substitution comprennent des technologies que Lovins classerait à la fois comme «douces» et «dures». Ainsi, on peut considérer comme sources d'énergie de substitution celles qui n'ont pas normalement satisfait nos besoins énergétiques au cours de la dernière génération mais qui pourraient faire un apport pendant la prochaine génération.

La relation entre les énergies de substitution et l'économie est une deuxième question que voudraient peut-être étudier les membres de ce Comité. En étudiant la définition et le rôle des énergies de substitution, il est nécessaire de se pencher sur la nature et le profil de la demande pour ce qui est des sources classiques: le pétrole, le gaz, l'hydro-électricité, le charbon, l'électricité nucléaire et ainsi de suite. En faisant une étude de ce genre, nous nous rendons compte que nos besoins énergétiques peuvent être satisfaits de plusieurs autres façons.

Prenons comme exemple le fait qu'il est possible de maintenir à 20 degrés centigrades au cours de l'hiver la température à l'intérieur d'une maison de type conventionnel en utilisant environ 800 gallons de mazout par an, avec une chaudière ordinaire et des degrés d'isolation caractéristiques de la période comprise entre 1970 et 1975. Toutefois, en refaisant l'isolation en tenant compte du rapport coût efficacité, en améliorant le calfeutrage et la chaudière, on pourrait maintenir la température au même niveau dans cette même maison en utilisant seulement 400 ou 500 gallons de mazout; dans ce cas, le montant investi au titre de l'économie d'énergie serait récupéré dans un délai de 6 à 8 ans. A mon avis, c'est un cas où les technologies de conservation ont remplacé l'énergie classique; pour cette raison, on pourrait les considérer comme sources d'énergie de substitution pour ce qui est de satisfaire aux besoins en chauffage.



## [Text]

There are many examples of this kind we could call upon, where the distinction between conservation and alternative energy is difficult to define, and conservation sometimes can be, and often is, included in the definition of alternative energy.

The brief on page 2 presents you with approximate figures on the energy budget in Canada, in which in 1979 we show approximately 23.1 per cent of the primary energy budget was obtained from hydro-electric renewable sources and about 3.1 per cent from biomass sources. The table does not make allowances for a small passive solar heating contribution. The page goes on to describe estimates made within the Conservation and Renewable Energy Branch of EMR on the possible contribution of renewable sources of energy to the national energy budget.

We show estimates that have been derived under a number of assumptions for the year 2000. Basically, one can see an approximate possible tripling of the biomass contribution. One can see the development of an active solar heating contribution, listed as 2 per cent, which in our calculations usually falls in the range from 1 to 4 per cent. You can see an estimate made, rather roughly, of wind and other sources of 1 per cent. The net prognosis from this table would suggest that in the year 2000, approximately 40 per cent of the net primary energy requirements of Canada will be met from renewable resources.

The brief goes on, and I will not go into any detail for the benefit of your committee, to suggest it is sometimes useful to look at the requirement for energy by end-use. In other words, instead of looking at the source and moving to the end-use, let us look at the requirement for energy and say which sources can be matched to it. We present some tables I will not attempt to go through, but I would hope will give some idea of the interplay between the requirement for energy, its application and the potential renewable source which may contribute towards this requirements.

• 1520

On page 4, and on pages 5 and 6, we make a parallel exercise for you. What we have done there is to say, if we think in terms of given resources, resources such as hydraulic resources, geothermal resources, solar resources, what kind of technology is required for its application, what is the nature of the products derived, and how can they be potentially applied to meeting our energy demands? So another way of tackling the energy picture is to move from a resource to application; pages 5 to 7 give a summary version for major renewable sources.

We then describe a general overview of renewable energy in Canada, pointing out that we are very fortunate in Canada in that the contribution of conventional hydroelectricity to our energy budget is nearly one quarter of our national energy budget. We indeed currently have a total of between 28 to 30 per cent produced by renewable energy resources, and we believe this provides an excellent foundation for a larger

## [Translation]

On pourrait citer de nombreux exemples de ce genre, exemples où la distinction entre économie d'énergie et énergie de substitution est difficile à faire; il est parfois possible d'inclure l'économie dans la définition d'énergie de substitution, et on le fait souvent.

A la deuxième page du mémoire vous trouverez des chiffres approximatifs relatifs au budget énergétique au Canada; d'après ce tableau, on constate qu'en 1979 environ 23.1 p. 100 du budget d'énergie primaire venaient des sources hydro-électriques renouvelables, et environ 3.1 p. 100 de la biomasse. Ce tableau ne tient pas compte de la contribution du chauffage solaire passif. Plus loin sur la même page, on donne les estimations faites au sein du Bureau de la conservation et des énergies d'EMR quant aux contributions que pourraient faire les sources d'énergie renouvelable au budget énergétique national.

Il y a aussi des estimations faites selon un certain nombre d'hypothèses pour l'an 2000. En gros, on peut prévoir que la contribution de la biomasse sera trois fois plus grande. On peut prévoir une contribution du chauffage solaire actif, dont le chiffre inscrit est de 2 p. 100, et qui, selon nos calculs, entre normalement dans la fourchette de 1 à 4 p. 100. Les estimations pour l'énergie éolienne et les autres sources d'énergie sont de 1 p. 100. En gros donc, la conclusion qu'on peut tirer de ce tableau serait que d'ici l'an 2000, environ 40 p. 100 des besoins nets en énergie primaire au Canada seront satisfaits à partir des ressources renouvelables.

Le mémoire poursuit en proposant qu'il est parfois utile de considérer les besoins énergétiques à la lumière des utilisations finales; je ne vais pas entrer dans les détails. Autrement dit, au lieu d'étudier la source et ensuite l'utilisation finale, examinons plutôt le besoin énergétique et déterminons quelles sources pourraient le satisfaire. Nous présentons ensuite quelques tableaux que je n'essaierai pas de revoir avec vous; j'espère toutefois qu'ils vous donneront une idée de l'interdépendance qui existe entre le besoin énergétique, sa mise en application, et la source renouvelable susceptible de contribuer à la satisfaction de ce besoin.

Aux pages 4, 5 et 6, nous traçons un parallèle à votre intention. Nous avons pensé d'abord à des ressources données, comme les ressources hydrauliques, géothermiques, et solaires; ensuite, nous avons pensé à la technologie requise pour leur application, à la nature des produits dérivés, et à la façon dont ils peuvent éventuellement être utilisés afin de satisfaire à nos besoins énergétiques. Donc, une façon différente de s'attaquer à la question de l'énergie, c'est de partir des ressources pour en venir à leur application; les pages 5 à 7 donnent une version résumée pour les grandes sources d'énergie renouvelable.

Nous faisons ensuite un tour d'horizon général de l'énergie renouvelable au Canada, tout en signalant qu'au Canada, nous sommes très chanceux du fait que l'hydro-électricité classique contribue près du quart de notre budget énergétique national. Effectivement, à l'heure actuelle, entre 28 et 30 p. 100 de nos besoins énergétiques sont satisfaits à partir de sources d'énergie renouvelable; à notre avis, cela fournit une base excellente

*[Texte]*

contribution, which may, of course, require the use of both novel or rediscovered sources.

In 1977, an examination was made of the potential for the various renewable sources of energy in Canada, and this examination identified two particularly promising opportunities for Canada. These two particularly promising opportunities out of a wide variety were greater exploitation, as a source of energy, of our immense resource in forestry, and the application of solar heating.

On page 7 we start a brief discussion on the potential for biomass energy in Canada. We point out that Canada, because of its large land base, has extensive biomass resources in the form of wood, agricultural residues, municipal solid wastes and peat. In our view, by far the most important biomass resource at this point in time is wood. It is available throughout the country in the form of residues from existing forest products operations, in the form of logging residues and, of course, in the form of standing low-quality trees that are unsuitable for lumber or fibre. A longer-range possibility as a source of biomass for the production of energy would be wood grown on plantations on marginal farmlands. Experiments with fast-growing hybrid poplars in eastern Canada have been most encouraging.

We must not forget that the current contribution of biomass to our national energy needs today is approximately equivalent to that of nuclear energy. Present utilization of biomass, however, is mainly in the form of combustion for heat and steam. The predominant users are the forestry industries, which burn their residues, such as bark, sawdust and pulp liquor. In some cases, there is cogeneration of electricity. Furthermore, there is an increasing interest by the residential sector among Canadians, and we estimate that over 100,000 wood stoves are purchased and installed by Canadians annually.

The potential for increased contributions of biomass is quite significant. At equivalent current domestic oil costs, there are adequate biomass feedstocks to supply perhaps up to 10 per cent of our total energy needs. The problems that prevent this contribution are those of initial capital investment, relative inconvenience compared to oil or natural gas and, of course, the industrial-commercial infrastructure required to ensure supply, distribution and use of fuel.

The brief goes on to discuss alcohol fuels from biomass in Canada. Alcohols have, of course, been given wide publicity throughout the world. Brazil is the country with the most significant alcohol fuels program, followed by the United States. I would prefer, with your permission, Mr. Chairman, to gloss over the alcohol input at this particular time and to return to it when I reach the twelfth part of the brief, where we attempt to review all alternative liquid fuels, including alcohols.

If we turn to solar heating, the Canadian resource is enormous and it is diffuse. Research on active solar heating to

*[Traduction]*

pour augmenter la contribution; évidemment, cela pourrait nécessiter l'utilisation de sources neuves ou redécouvertes.

En 1977, on a fait une étude du potentiel des différentes sources d'énergie renouvelable au Canada; à la suite de cette étude, deux possibilités particulièrement prometteuses pour le Canada ont été identifiées. Choisis parmi une vaste gamme de possibilités, les deux qui étaient particulièrement prometteuses étaient une plus grande exploitation, en tant que source d'énergie, de l'immense ressource que présentent nos forêts, et la mise en application du chauffage solaire.

A la page 7, nous entamons une courte discussion du potentiel de l'énergie de biomasse au Canada. Nous soulignons le fait que le Canada, étant donné l'étendue de son territoire, a des ressources de biomasse importantes: bois, résidus agricoles, déchets solides des municipalités, et tourbe. A notre avis, la ressource de biomasse qui est de loin la plus importante à l'heure actuelle est le bois. Il est disponible dans tout le pays sous forme de résidus d'exploitation des produits forestiers, de résidus d'abattage, et, évidemment, d'arbres vivants de qualité inférieure au bois de construction ou aux fibres. Une source de biomasse susceptible de produire de l'énergie à long terme serait du bois planté sur des terres agricoles marginales. Les résultats d'essais faits dans l'Est du Canada avec des peupliers hybrides à croissance rapide ont été très encourageants.

Il ne faut pas oublier que la contribution actuelle de la biomasse à nos besoins énergétiques nationaux est presque équivalente à celle de l'énergie nucléaire. Toutefois, l'utilisation actuelle de la biomasse se fait surtout sous la forme de combustion, pour produire de la chaleur et de la vapeur. Les principaux usagers sont les industries forestières qui brûlent leurs déchets, comme l'écorce, la sciure, et le résidu de pâte. Dans certains cas, il y a coproduction d'électricité. De plus, au sein du secteur résidentiel, les Canadiens démontrent un intérêt croissant; selon nos estimations, les Canadiens achètent et installent au-delà de 100,000 poêles à bois chaque année.

Le potentiel de contribution accrue de la biomasse est très important. A des coûts équivalents aux coûts actuels du mazout, il existe des charges d'alimentation pour la biomasse suffisantes pour satisfaire jusqu'à environ 10 p. 100 de tous nos besoins énergétiques. Les problèmes qui empêchent que cette contribution se fasse sont l'investissement initial en capital, son inconvénient relatif comparée au pétrole ou au gaz naturel et, bien sûr, l'infrastructure industrielle et commerciale nécessaire pour assurer l'approvisionnement, la distribution, et l'utilisation du combustible.

Le mémoire passe ensuite à une étude des combustibles éthyliques tirés de la biomasse au Canada. Évidemment, il y a eu beaucoup de publicité dans le monde au sujet des alcools. Le Brésil a le programme de combustibles éthyliques le plus important, suivi par les États-Unis. Avec votre permission, monsieur le président, je préférerais laisser tomber pour l'instant la question des alcools, pour y revenir dans la partie douze du mémoire, où nous essayons de passer en revue tous les combustibles liquides de substitution, y compris les alcools.

Passons maintenant au chauffage solaire; la ressource canadienne est énorme et diffuse. La recherche sur le chauffage



*[Text]*

provide warm or hot water is progressing well, and some experience has been gained in the field.

The economics of solar heating, and indeed of most renewable sources of energy, have generally compared unfavourably with past prices of fossil fuels or even with current market prices of alternative energies, because these are generally determined as averages of costs incurred during recent history. Nevertheless, the costs of exploiting new conventional sources of energy are in general much higher than their current market price, and proper economic analysis of opportunities for solar heating and other renewable sources of energy requires attention to the likely social costs of competing sources of energy in the future.

The brief, then, goes on to describe other renewable sources of energy. It mentions the possibility of geothermal energy in Canada; it points to the role of Canada as an international leader in the development of large vertical-axis wind turbines; it mentions the possibility of both wave energy and, of course, tidal energy.

This chapter finishes by pointing out that resources are substantial, that most of these resources require considerable research, development and demonstration. The brief points out that technologies in renewable energy tend to be relatively simple and of moderate unit size, both of which factors contribute under suitable conditions to the relatively rapid deployment of new technologies. However, you need appropriate policies. You need appropriate policies in energy, in industry, resource, land management, regional development and, of course, these demands place a load on both government and industry if these novel renewable sources of energy are to make a timely contribution to the national energy budget.

I would like to turn to a brief outline in chapter 5 of the renewable energy programs currently in place of the Government of Canada.

In July, 1978, a \$380 million package of renewable energy programs was announced by the government of the day covering the period to 1985. The purpose of the package was to encourage a solar industry and to demonstrate good renewable energy and conservation technologies through federal/provincial demonstration agreements.

The brief leads you systematically through, first of all, the biomass programs and then the solar programs.

Starting with biomass, it points out the near-term opportunities are to use the biomass at the point where it is generated, i.e., wood waste at forest product mills, privately-owned woodlots for home heating, et cetera. The medium-term opportunities will involve transporting the biomass, usually in a processed state, to a conversion facility, and long-term opportunities will require the managing of biomass energy plantations.

*[Translation]*

solaire actif destiné à obtenir de l'eau tiède ou chaude est en bonne voie et, dans ce domaine, des progrès ont été accomplis.

Dans l'ensemble, la rentabilité du chauffage solaire et, en fait, de la plupart des sources d'énergie renouvelables, s'était avérée inférieure jusqu'ici aux prix des combustibles fossiles, ou même aux prix actuels des énergies du substitution, dans la mesure où on les établissait généralement en fonction de la moyenne des frais engagés. Cependant, les coûts d'exploitation des nouvelles sources d'énergie classiques sont généralement beaucoup plus élevés que leur prix courant et le potentiel de l'énergie solaire et des autres sources d'énergie renouvelables doit être analysé en fonction des coûts sociaux éventuels des sources d'énergie que les concurrenceront à l'avenir.

Ce rapport se poursuit par une description des autres sources d'énergie renouvelables. Il signale la possibilité que représente l'énergie géothermique au Canada. Il souligne le rôle du Canada comme chef de file dans le domaine des grandes turbines d'éoliennes à axe vertical; il signale aussi bien l'énergie produite par les vagues que, naturellement, l'énergie marémotrice.

Ce chapitre se termine en attirant l'attention sur le fait que la plupart de ces ressources, qui sont considérables, exigent énormément de recherche, de développement et d'application expérimentale. Le rapport souligne que les techniques en matière d'énergie renouvelable sont relativement simples et qu'elles portent sur des unités de taille modeste, et si les conditions sont favorables, ces deux facteurs contribuent à un déploiement relativement rapide de ces nouvelles techniques. Cependant, il faut établir des politiques appropriées. Il faut établir des politiques appropriées en matière énergétique, dans l'industrie, en matière de ressources, de gestion foncière, et de développement régional, ce qui pose des exigences aussi bien à l'État qu'au secteur privé si l'on veut que ces nouvelles sources d'énergie renouvelables allègent opportunément le budget énergétique du pays.

Je voudrais donner un bref exposé du chapitre 5, qui porte sur les programmes que le gouvernement fédéral a mis en place dans le domaine de l'énergie renouvelable.

En juillet 1978, le gouvernement en place a annoncé qu'un total des 380 millions de dollars serait consacré jusqu'en 1985 aux énergies renouvelables. Cet ensemble de programmes avait pour but d'encourager le développement d'une industrie solaire et d'expérimenter de bonnes techniques de conservation et d'énergie renouvelable, par l'intermédiaire d'accords entre le gouvernement fédéral et les provinces.

Le rapport vous conduit systématiquement des programmes liés à la biomasse aux programmes solaires.

En commençant par la biomasse, il fait ressortir qu'on est sur le point d'utiliser la biomasse là où elle est produite, c'est-à-dire à partir des déchets ligneux des scieries, de l'exploitation des terrains boisés privés pour le chauffage domestique, et ainsi de suite. A moyen terme, il sera possible de transporter la biomasse, généralement traitée, jusqu'à une usine de transformation, tandis qu'à long terme, il faudra gérer les plantations destinées à la production de la biomasse.

## [Texte]

The first program described is called the FIRE program—the forest industry renewable energy program—whose objective, this \$104 million program, is to replace fossil fuels used in the Canadian forest industry by renewable energy resources currently available as non-utilized, or wasted in general, combustible biomass residues. What the program does is to provide financial incentives to the forest industry for the installation of biomass energy equipment. The target is to save 23 million barrels of oil or oil equivalent per year by 1985 by substitution from non-utilized biomass residues.

The brief describes—and I will not stop to read it—the solid success that this program has had both in applications and in approving applications for assistance. Indeed the current budget for this year is already fully committed.

Page 12 describes the current budgetary status of the program and describes the way in which the distribution of the fuel is replaced per annum in the projects currently approved.

The next program announced by the government—the Biomass Energy Loan Guarantee Program—is a program which offered to provide guarantees for loans to assist in establishing electrical generating facilities using biomass as the energy source. This approach should encourage groups of industry in co-operation with nearby communities and possibly provincial utilities to combine efforts on a local level to use waste for electrical production. Unfortunately, detailed development of this program has not yet begun.

The third program described is energy from the forest, the ENFOR program. The government made available approximately \$30 million for a program administered by Environment Canada to help research projects and demonstrations of innovative techniques in biomass resource production and biomass conservation. Again, this program is being well received and is being pursued vigorously.

Two smaller programs are described: the Agricultural Engineering Research and Development Program co-ordinated by Agriculture Canada; and the program co-ordinated by Environment Canada which provides funds for the development of new technologies to use municipal and industrial waste for energy production.

To turn to solar programs, the first of the programs announced by the Minister of Energy, Mines and Resources in July 1978, was a program of assistance to solar equipment manufacturers, a program that is known by its acronym of PASEM. Under this program, grants were awarded to firms to prepare solar equipment design proposals and monetary contributions averaging \$250,000 each were made to Canadian firms to design and develop solar heating equipment to meet the requirements of the program I shall next describe, the PUSH program, and the eventual private market. This program has

## [Traduction]

Il est tout d'abord question d'un programme portant sur l'énergie renouvelable destiné à l'industrie forestière dont l'objectif, avec 104 millions de dollars, est de remplacer les combustibles fossiles qu'utilise l'industrie forestière canadienne par des sources d'énergie renouvelables dont on dispose actuellement sous forme de résidus combustibles de la biomasse, mais qu'on n'utilise pas ou que, généralement, on gaspille. Ce programme doit inciter financièrement l'industrie forestière à installer du matériel destiné à produire de l'énergie à partir de la biomasse. On vise à économiser chaque année, jusqu'en 1985, 23 millions de barils de pétrole, ou l'équivalent de pétrole, en les remplaçant par des résidus de la biomasse non utilisés.

Le rapport fait état du succès considérable que ce programme a obtenu si l'on en juge par les demandes d'aide et celles qui ont été approuvées, mais je ne lirai pas ce passage. En effet, le budget de cette année est presque entièrement engagé.

La page 12 donne le bilan actuel du programme et fait état de la répartition des économies de combustible réalisées par an en fonction des projets actuellement approuvés.

Le programme suivant, que le gouvernement a annoncé,—il s'agit du programme de garantie de prêt relatif à l'énergie de la biomasse,—devait garantir des prêts facilitant la création de groupes électrogènes utilisant la biomasse comme source d'énergie. Cela devrait encourager des groupes d'industries, en collaboration avec les municipalités avoisinantes et peut-être avec les services provinciaux d'utilité publique, à regrouper les efforts à l'échelon local pour utiliser les déchets afin de produire de l'électricité. Malheureusement, les détails de ce programme n'ont pas encore été mis au point.

Le troisième programme dont il est question concerne l'énergie produite à partir des forêts, c'est-à-dire les programmes ENFOR. Le gouvernement a consacré environ 30 millions de dollars à un programme géré par Environnement Canada pour venir en aide aux projets de recherche et à l'application de techniques novatrices en matière de production et de conservation de la biomasse. Là encore, on fait bon accueil à ce programme, qui est appliqué activement.

Deux programmes de moindre importance sont ensuite décrits: le programme de recherche et de développement en matière de techniques agricoles, qui est coordonné par le ministère de l'Agriculture, et le programme coordonné par le ministère de l'Environnement, qui consacre des crédits à la mise au point de nouvelles techniques destinées à l'utilisation des déchets domestiques et industriels pour la production d'énergie.

Venons-en aux programmes solaires; le premier de ces programmes, qui fut annoncé en juillet 1978 par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, avait pour but d'aider les fabricants de matériel solaire; ce programme est connu sous le sigle de PASEM. Aux termes de ce programme, des subventions ont été accordées à des entreprises pour établir des plans de matériel solaire, et des crédits de l'ordre de \$250,000 en moyenne ont été accordés à des entreprises canadiennes pour établir des plans et mettre au point du matériel de chauffage solaire, afin de répondre aux exigences du programme que je



*[Text]*

been in operation and a further injection of \$1 million into the program is planned for this year, using funds that have been directed from the PUSH program that I will now describe.

The PUSH program is the purchase and use of solar heating. This program of \$125 million was to make available sums of money between 1979 and 1984 for the preferential purchase of Canadian-made solar space and water heating equipment for federal buildings. After five years the subsidy component of the program will be phased out and solar equipment will be expected to compete on an equal footing with other types of systems. The Department of Public Works is administering the program. To date, 64 feasibility studies and 23 building projects have been approved.

A low-energy building design award program was announced to encourage more energy-efficient building design, with particular emphasis on design features to take advantage of building orientation including exposure to the sun. This program is also described in the text.

Finally, but not least, federal solar research expenditures will reach \$11 million for this fiscal year, and new funds earmarked for research in support of the PUSH program averaging \$2.5 million a year have, I believe, been added to NRC's budget.

The brief then describes the principles and chronology of the federal-provincial demonstration agreements. This program was a program to demonstrate new conservation and renewable-energy technologies in co-operation with the provinces. The program is funded at \$130 million over five years with matching of expenditures by the provincial governments and very often by private or industrial partners in particular projects. The document describes the status of the program.

Agreements have been signed with every province at present other than Quebec. The agreements, which are similar in principle but differ in detail in each province, provide for the review of plans and budgets, and then the selection of projects by management committee which consists of two representatives from the federal government and two from the province. The detailed management of these programs remains a provincial responsibility.

In addition to the federal-provincial conservation and renewable energy demonstration agreements there has been put in place a special demonstration project program which consists, currently, of some 21 special demonstration projects. These again are all projects which are designed to demonstrate new technologies, or technologies applied in novel situations, or which exploit renewable energy resources, conserve energy or use energy more efficiently. That particular program is funded at \$1.7 million this year.

*[Translation]*

vais maintenant décrire, le programme PUSH, ainsi qu'à un éventuel marché privé. Ce programme a fonctionné et l'on envisage de lui consacrer de nouveau 1 million de dollars cette année, en utilisant les crédits qui ont été engagés au titre du programme PUSH que je vais maintenant décrire.

Le programme PUSH porte sur l'achat et l'utilisation du chauffage solaire. Ce programme de 125 millions de dollars devait, entre 1979 et 1984, libérer des crédits destinés à acheter en priorité du matériel fabriqué au Canada pour le chauffage de l'eau et des locaux utilisés par l'administration fédérale. Au bout de 5 ans, les subventions seront progressivement supprimées et l'on s'attend à ce que le matériel solaire concurrence sur un pied d'égalité les autres types de systèmes. Ce programme est administré par le ministère des Travaux publics. Jusqu'à ce jour, 64 études de faisabilité et 23 projets de construction ont été approuvés.

On a annoncé un programme destiné à encourager une architecture plus efficace sur le plan énergétique, en insistant particulièrement sur les éléments qui tirent profit de l'orientation du bâtiment, y compris de son exposition au soleil. Ce programme est également décrit dans le texte.

Pour terminer, mais ce n'est pas l'aspect le moins important, les dépenses consacrées par le gouvernement fédéral à la recherche solaire atteindront 11 millions de dollars au cours de cette année financière et de nouveaux crédits réservés à la recherche effectuée dans le cadre du programme PUSH viendront s'ajouter au budget du Conseil national de recherches au rythme de 2.5 million de dollars par année.

Le rapport expose ensuite les principes et la chronologie des accords d'expérimentation entre le gouvernement fédéral et les provinces. Ce programme était destiné à expérimenter les nouvelles techniques en matière de conservation et d'énergie renouvelable, en collaboration avec des provinces. Ce programme bénéficiera de 130 millions de dollars pendant 5 ans et les gouvernements provinciaux, de même que, très souvent, dans le cas de projets particuliers, des associés du secteur privé ou industriel, assumeront la contrepartie des dépenses. Le document décrit en quoi consiste le programme.

Des accords ont été signés avec toutes les provinces, excepté le Québec. Ces accords, dont les principes sont identiques, mais dont les modalités varient selon chaque province, exigent que les projets soient sélectionnés et examinés, de même que les budgets, par un comité de gestion qui comprendra deux représentants du gouvernement fédéral et deux de la province. Les modalités administratives de ces programmes sont du ressort de la province.

Outre les accords fédéraux-provinciaux d'expérimentation en matière de conservation et d'énergie renouvelable, on a mis en place un programme spécial d'expérimentation qui porte actuellement sur 21 projets spéciaux. Encore une fois, tous ces projets ont été conçus pour faire l'expérience des techniques nouvelles ou de techniques appliquées dans des circonstances nouvelles, ou bien ils exploitent des sources d'énergie renouvelables, ou ils permettent de conserver l'énergie et de l'utiliser de manière plus efficace. Chaque année, 1.7 million de dollars sont consacrés à ce programme.

[Texte]

[Traduction]

• 1535

Pages 17 and 18, which I will not go through, will give you some flavour of the sample of renewable energy projects under way in Canada in co-operation with the provinces, and very often in co-operation with industry or institutions as a third partner.

The brief goes on to mention some of the key policy areas for renewable energy. I might go through them without trying to put them in order of either difficulty or importance. They are such matters as passive solar concepts in architectural design; the question of solar heating in industrial, commercial and agricultural processes; the question of photovoltaic electrical generation, small-scale hydro, photovoltaic, wood gasification and windmill technologies for use in remote areas; liquid fuels from biomass; development of large-scale windmills; the question of the comparative costing of renewable and conventional energy supplies; safety and performance issues with residential wood stoves, for example; barriers and incentives to the adoption of solar heating technologies—questions of right to sunlight, discriminatory rate setting, cost and durability of hardware; transition of a solar heating industry from a government purchase market to a public and private market, and so on.

I will not spend any detail on chapter 6. In chapter 6, we have attempted to provide for you a summary of Canadian initiatives, at the request of your staff, in solar energy. We have broken this down into a section which outlines the federal efforts, followed by a section which outlines the provincial efforts, which certainly started with the pioneering agreement with Prince Edward Island, and it describes the private efforts, for example the pioneering effort of Mr. Hoffmann who installed the first solar heating system in Canada, I believe, in 1971.

We then in point form list in chronology and highlights, so that I hope you can get a flavour developing, from 1974-75 to the present fiscal year the development of activity within the solar programs throughout Canada.

The next chapter, starting on page 22, deals in a similar way with biomass as a source of energy. It outlines wood combustion; it outlines some of the problems. It deals with alcohol fuels from biomass, and then it produces a list of the usual biomass sources. And it summarizes once more the existing government programs as I outlined to you earlier.

The brief then turns to some of the other renewables. The first one mentioned is wind power, and it points out the R&D program of the NRC with its focus on vertical axis technology. It mentions the demonstrations of 50 kilowatt wind/diesel hybrid units. It mentions the NRC-Hydro Quebec installation on the Magdalen Islands of 230 kilowatt capacity. It describes the current proposal for a 2,000 kilowatt prototype electrical windmill. And it mentions for you that the current policy

Les pages 17 et 18, que je ne lirai pas, vous donneront un échantillon des projets en cours de réalisation au Canada dans le domaine de l'énergie renouvelable, avec le concours des provinces et très souvent celui de l'industrie ou d'organismes qui constituent un troisième associé.

Le rapport signale ensuite certains domaines de politiques majeures en matière d'énergie renouvelable. Je les énumérerai sans essayer de les regrouper par ordre de difficulté ou d'importance. Il y a des questions telles que l'architecture qui tient compte de dispositifs solaires passifs; l'utilisation du chauffage solaire dans l'industrie, le commerce et l'agriculture; la production d'électricité à l'aide de cellules photovoltaïques, la production d'électricité dans des petites centrales, la gazification du bois et les éoliennes, techniques pouvant être utilisées dans les régions reculées; les combustibles liquides produits à partir de la biomasse; la construction de grandes éoliennes; l'étude comparée des coûts de l'énergie renouvelable et de l'énergie classique la sécurité et le rendement des poêles à bois d'usage domestique, par exemple; les obstacles qui se posent à l'adoption du chauffage solaire, ou ce qui l'encourage—les questions du droit à la lumière du soleil, l'établissement de tarifs discriminatoires, le coût et la durabilité du matériel; la transition de l'industrie du chauffage solaire entre un marché dominé par l'État à un marché public et privé, et ainsi de suite.

Je n'entrerai dans aucun des détails du chapitre 6. À la demande de votre personnel, nous avons cherché, dans le chapitre 6, à vous fournir un résumé des initiatives canadiennes en matière d'énergie solaire. Nous avons réparti cela en deux parties, dont la première souligne les efforts du gouvernement fédéral et la seconde, ceux des provinces, le point de départ ayant incontestablement été l'accord pilote signé avec l'Île-du-Prince-Édouard; il y est également question des efforts privés, notamment ceux de M. Hoffmann qui, faisant figure de pionnier, a installé le premier système de chauffage solaire au Canada, en 1971, je crois.

Puis, point par point et chronologiquement, les événements majeurs qui se sont produits entre 1974-1975 et l'année financière en cours dans le domaine des programmes solaires, d'un bout à l'autre du Canada, de sorte que, je l'espère, vous en ayez une bonne idée.

Le chapitre suivant, qui débute à la page 22, traite sur le même modèle de la biomasse comme source d'énergie. Il insiste sur la combustion du bois et sur certains problèmes. Il traite des combustibles éthyliques obtenus à partir de la biomasse et il fournit une liste des sources habituelles de biomasse. Une fois de plus, il récapitule les programmes de l'État qui sont en vigueur et dont je vous ai parlé tout à l'heure.

Le mémoire passe ensuite à certaines autres sources renouvelables. L'énergie éolienne vient en premier lieu, et l'on y parle du programme de recherche et de développement du CNR centré sur la technique de l'axe vertical. On signale l'utilisation expérimentale d'unités hybrides mues par le vent et un moteur diesel et dont la capacité est de 50 kilowatts. On signale l'installation réalisée dans les Îles de la Madeleine, avec la collaboration du CNR et de l'Hydro-Québec, et dont la



## [Text]

within EMR is to demonstrate windmill projects up to 1 megawatt under the federal-provincial agreements.

The next section deals with a very important area for Canada, the question of low head hydro, what I call micro-hydro or small scale hydro, and tidal power.

The equivalent of 36 per cent of Canada's total primary energy is delivered to customers in the form of electricity. This is a percentage that has increased steadily in the last few years. Electricity consumption has not only grown faster than any other energy form but has also grown consistently faster than the gross national product. Consumption has grown very rapidly and the electrical energy intensity within Canada varies considerably from one region to another.

• 1540

Electricity in Canada is produced primarily from renewable or abundant energy sources. About 70 per cent of current electricity production comes from hydroelectric sources—by far the largest renewable form, and as I said to you earlier, representing one quarter of Canada's primary energy supply.

The regional variations in energy mix and in electricity generation are very significant. For example, the dependence is 100 per cent on oil fuel in Prince Edward Island, close to 100 per cent of electrical supply dependence on hydraulic sources in the Province of Quebec. In the case of Ontario, about a third of the supply comes from nuclear generation, about a third from other thermal sources, and about a third from hydro sources.

The prospects for additional supplies of electricity, if demand grows, are good generally in all regions of Canada. In particular, substantial undeveloped hydro remains to be harnessed in Labrador, Quebec, Manitoba, and British Columbia. Rough estimates have been made which indicate that hydro-electric energy will increase by 100 per cent by the year 2000, but at that time will provide a smaller fraction of total electricity. Most of the additional hydro capacity will be in the form of large-scale hydroelectric installations. But there will be an important fraction which will probably be on the 50 megawatts scale and an even smaller fraction on the 15 megawatts scale. So there will be, in gross, a small proportion of this total hydro development which will relate to small-scale or low-head hydro developments.

Assessment of undeveloped hydroelectric energy potential is largely within the authority of the individual provinces as part of their responsibility for resource development. Of course, provincial assessments tend to concentrate on the information required for the immediate selection of planning alternatives by their utilities. However, the current estimate made by EMR

## [Translation]

capacité est de 230 kilowatts. Le rapport évoque un prototype d'éolienne dont la capacité est de 2,000 kilowatts. Et, à votre intention, il signale que la politique actuelle du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources est d'expérimenter des projets d'éoliennes pouvant produire jusqu'à 1 mégawatt, aux termes d'accords fédéraux-provinciaux.

Le chapitre suivant traite d'un domaine très important pour le Canada, à savoir la création de centrales hydro-électriques avec faible hauteur d'eau; c'est ce que j'appelle des micro-centrales ou des centrales à petite échelles, ainsi que de l'énergie marémotrice.

L'électricité représente l'équivalent de 36 p. 100 de la consommation totale d'énergie primaire au Canada. Ce pourcentage n'a cessé de croître au cours des dernières années. Non seulement la consommation d'électricité a augmenté plus rapidement que n'importe quelle autre forme d'énergie, mais elle a aussi augmenté beaucoup plus rapidement que le produit national brut. La consommation a augmenté très rapidement et l'intensité de l'énergie électrique varie énormément d'une région à l'autre du Canada.

Au Canada, l'électricité est produite essentiellement à partir de sources d'énergie abondantes et renouvelables. Environ 70 p. 100 de la production actuelle d'électricité provient de centrales hydro-électriques, ce qui constitue de loin la source d'énergie renouvelable la plus importante et, comme je vous le disais tout à l'heure, cela représente un quart des besoins du Canada en énergie primaire.

Les écarts régionaux en ce qui concerne la répartition des sources énergétiques et la production d'électricité sont très importants. Ainsi, l'Île-du-Prince-Édouard dépend à 100 p. 100 du pétrole, tandis que le Québec dépend presque en totalité des sources hydrauliques pour son électricité. Dans le cas de l'Ontario, environ un tiers de l'énergie est d'origine nucléaire, environ un tiers provient d'autres sources thermiques, et un autre tiers de sources hydro-électriques.

Si la demande s'accroît, toutes les régions du Canada auront besoin de sources d'électricité supplémentaires. En particulier, d'importants cours d'eau restent à exploiter au Labrador, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique. Des calculs approximatifs indiquent que l'énergie hydro-électrique aura doublé en l'an 2,000, mais qu'à ce moment-là, elle ne fournira qu'une petite fraction de la production totale d'électricité. La production nouvelle d'hydro-électricité viendra en majeure partie de grosses centrales. Cependant, une bonne partie viendra vraisemblablement des centrales de 50 mégawatts et une partie encore plus inférieure sera produite dans des centrales de 15 mégawatts. Dans l'ensemble, par conséquent, une faible proportion de cette production totale d'hydro-électricité proviendra de petites centrales ou de centrales installées sur de petits cours d'eau.

C'est essentiellement aux provinces qu'il appartient d'évaluer le potentiel hydro-électrique susceptible d'être exploité. Il est évident que les analyses réalisées par les provinces ont tendance à reposer sur les données dont leurs services d'utilité publique ont besoin pour sélectionner les projets dans l'immédiat. Néanmoins, le ministère de l'Énergie, des Mines et des

*[Texte]*

is that 120,000 megawatts of hydroelectric capacity are developable in Canada, of which 44,000 megawatts are already harnessed, 15,000 megawatts are under construction, and if you do the arithmetic, this shows it leaves approximately one half of 61,000 megawatts for future use. Most of the undeveloped potential will be harnessed on a relatively large scale and in a rather conventional manner, one would expect, by electrical utilities.

We then mention the role of low-head hydro. Small hydro may also be low head, but there are major undeveloped hydro sites with large water volumes but relatively low head. These sites tend to be costly to develop because of the large quantities of water to be handled; and this situation is somewhat peculiar to Canada. As a contribution to reducing the cost of such developments, the government is supporting the demonstration of a new design especially suitable for such applications. A demonstration is being committed at the Annapolis Causeway in Nova Scotia at an estimated cost of \$46 million. The energy benefits from this trial experiment in Nova Scotia are estimated at about \$17.5 million and a federal grant of \$25 million has been offered. Other provinces confirm considerable interest in the successful demonstration of this new design and the government has created, with the provinces, a technical advisory committee to ensure the adaptation of this technology throughout Canada.

The next section illustrates the situation sometimes found in remote areas of Canada. It presents the results of a study which was made in British Columbia which showed 433 non-native and 50 native communities with a required total diesel-electric load of 21 megawatts.

## • 1545

It was found under a study that approximately 12 megawatts of this load could be served by small-scale or microhydro power and this in turn would lead to a saving of some 35 million litres of fuel per year. I always have trouble with metric units; that is about 7.5 million gallons of fuel per year.

The selection of a site for demonstration under the federal-provincial agreement is underway, but I regret to say that we currently do not have comparative detailed estimates of the potential for small-scale hydro in other isolated parts of Canada.

Tidal Energy: Another less conventional source of electricity is, of course, tidal energy and there is a special interest in the Bay of Fundy with its high tidal range. The most recent series of studies was completed early in 1978. It was funded jointly by Canada, Nova Scotia and New Brunswick, and was under the management of the Fundy Tidal Power Review Board, which consisted of two nominees each from Canada, New Brunswick and Nova Scotia. The report was presented to the three governments early in 1978 and recommended an extensive series of pre-feasibility design programs at a then-estimated cost of \$33 million. No specific decision or recommendation has been forthcoming from any of the three governments to

*[Traduction]*

Ressources estime actuellement que le potentiel hydro-électrique du Canada est de 120,000 mégawatts, dont 44,000 mégawatts sont déjà exploités, 15,000 mégawatts seront produits dans des centrales en chantiers; et si vous faites le calcul, vous verrez que cela nous laisse environ la moitié de 61,000 mégawatts pour l'avenir. On peut s'attendre à ce que les compagnies d'électricité réalisent la majeure partie du potentiel non exploité à partir de centrales relativement grandes et d'une manière assez classique.

Nous signalons ensuite le rôle de l'hydro-électricité produite sur des rivières à faible hauteur d'eau. Ce peut être le cas des petites centrales, mais il existe des sites hydro-électriques non exploités dont le volume d'eau est important, alors que la hauteur de chute est relativement peu élevée. L'exploitation de ces sites est généralement onéreuse, étant donné l'énorme quantité d'eau à endiguer; et cette situation est propre au Canada. Dans le but de réduire le coût d'exploitation de tels sites, le gouvernement finance l'expérimentation d'un nouveau projet particulièrement adapté à ce genre d'application. Une expérience dont le coût est estimé à 46 millions de dollars sera réalisée à Annapolis, en Nouvelle-Écosse. On a calculé que ce projet pilote se traduirait par un gain d'énergie de 17.5 millions de dollars, et le gouvernement fédéral a offert une subvention de 25 millions de dollars. D'autres provinces guettent le succès de ce prototype et, avec les provinces, le gouvernement a créé un comité technique consultatif pour que cette technique soit adaptée d'un bout à l'autre du Canada.

Le chapitre suivant illustre une situation qu'on rencontre fréquemment dans les régions reculées du Canada. On y donne les résultats d'une étude qui a été effectuée en Colombie-Britannique et selon laquelle 433 collectivités non autochtones et 50 collectivités autochtones avaient besoin de 21 mégawatts au total.

Selon une étude, environ 12 mégawatts pourraient être fournis par une petite centrale hydro-électrique, ce qui entraînerait une économie de quelque 35 millions de litres de combustible par an. Les unités métriques me posent toujours des difficultés, cela fait environ 7.5 millions de gallons de combustible par an.

On est en train de choisir un endroit pour le projet pilote, en vertu de l'entente fédérale-provinciale, mais je dois dire, à regret, que nous n'avons pas en ce moment des estimations comparatives détaillées du potentiel hydro-électrique des petits réseaux fluviaux dans d'autres régions isolées du Canada.

Énergie marémotrice: parmi les nouvelles sources d'électricité, on trouve évidemment l'énergie marémotrice, qui est particulièrement prometteuse dans la baie de Fundy, où les marées sont tellement imposantes. Les études les plus récentes ont été terminées au début de 1978. Elles ont été subventionnées par le Canada, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick et dirigées par la Commission d'étude de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy, composée de deux représentants du Canada, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. Le rapport a été soumis au début de 1978 aux trois gouvernements et recommandait une série d'études de faisabilité, à un coût estimé alors à 33 millions de dollars. Aucun des trois



## [Text]

commit funds to the recommended pre-feasibility program of work. However, during negotiations between Canada and the maritime provinces relating to the Maritime Energy Corporation, it was considered that further work could properly be undertaken by the Maritime Energy Corporation, but this entity is not yet in existence.

At the request of your staff, we have attempted to produce summary information on energy research and development expenditures through the Office of Energy Research and Development during the last five years.

Section 10 of the brief points out that the Office of Energy Research and Development co-ordinates the federal government role in developing energy technology in Canada, acting on the advice of an interdepartmental panel on energy research and development.

A recent review of the future has pointed to the dominant concern over the next two decades for a new supply of liquid fuels and the three routes technology can support to meet this liquid fuel challenge: by increasing liquid fuel supply, by increasing the efficiency of energy use and by increasing substitute fuel supplies.

The table shows a breakdown under conservation, fossil fuels, nuclear energy and renewable energy. You will note the increasing portion of the budget spent on renewable energy commencing in the fiscal year 1978-79 reflecting earlier decisions of the panel.

I think I should say that the position of the Office of Energy Research Development is to keep open as many technological options as possible in order to provide greater freedom of choice for the policy-maker and for society to adopt a technology as a valid component of an energy strategy. In other words, the Office does not adopt a deterministic energy R & D strategy which might prescribe a particular energy policy and thus prescribe a particular form of social future. However, although it is a rather open policy trying to support many technological options, short-term shifts in emphasis occur at all times and, at the current time, a study of alternate liquid fuels has been assigned a higher priority within the available funds.

I will not read from Section 11, which gives some idea to the committee of the issues in renewable sources, but would like to turn to the final part of the brief, the portion that deals with liquid fuel opportunities for Canada, commencing on page 32.

This chapter of the brief is a document which it is the intention of my department to publish for public discussion later this year. It is a draft which has not reached its final polished version, but is a draft we thought would be of assistance to the committee in providing a framework dealing with all liquid fuel opportunities as we see them within the department at this time.

• 1550

Basically, liquid fuels are a familiar and necessary part of every daily activity in this country. Most of what we use comes

## [Translation]

gouvernements n'a encore décidé ou recommandé d'engager des fonds dans ces études de faisabilité. Toutefois, au cours de négociations au Canada entre les provinces Maritimes au sujet de la Société d'énergie des Maritimes, on a conclu que cette société était l'organisme approprié pour effectuer ces études, mais il n'a pas encore été créé.

A la demande de votre personnel, nous avons essayé de résumer nos renseignements sur les dépenses en recherche et développement effectuées au titre de l'énergie par l'Office de recherche et de développement de l'énergie au cours des 5 dernières années.

Le chapitre 10 de notre mémoire souligne que cet office coordonne le développement d'une technologie énergétique par le gouvernement fédéral au Canada, sur les conseils d'un bureau interministériel de la recherche et du développement en matière d'énergie.

Une étude récente de nos besoins futurs souligne que pour les 20 prochaines années, on se préoccupera surtout de trouver de nouveaux approvisionnements en combustible liquide. La technologie actuelle nous offre trois moyens de le faire, soit en augmentant les approvisionnements en combustible liquide, en améliorant l'efficacité de notre consommation et en augmentant les approvisionnements en combustible de remplacement.

Le tableau comprend la rubrique suivante: conservation, combustible fossile, énergie nucléaire et énergie renouvelable. Vous remarquerez que la proportion du budget alloué pour l'énergie renouvelable augmente depuis l'année financière 1978-1979, conformément à des décisions prises par le bureau.

L'office a pour politique d'encourager toutes les options possibles, pour pouvoir offrir un meilleur éventail de possibilités aux décisionnaires politiques, et pour que la société puisse adopter une autre technologie dans le cadre d'une stratégie de l'énergie. Autrement dit, l'office n'adopte pas une stratégie déterministe en préconisant une politique précise dans le domaine de l'énergie et en structurant pour nous notre avenir social. Toutefois, même si nous avons pour politique d'appuyer de nombreuses options, il arrive que l'on modifie les priorités, et qu'on privilégie une option en particulier, comme on le fait en ce moment avec les combustibles liquides de remplacement.

Je ne vous lirai pas le chapitre 11, qui traite des sources renouvelables d'énergie. Je préférerais passer à la partie du mémoire qui commence à la page 32 et qui traite du combustible liquide au Canada.

Le ministère a l'intention de publier ce chapitre plus tard cette année. Ce n'est qu'un avant-projet, il faudra en faire une version finale, mais nous avons pensé qu'il aiderait le Comité, puisqu'il examine en détail la situation telle que la conçoit le ministère en ce moment.

Les combustibles liquides contribuent à toutes les activités quotidiennes du pays. La plus grande partie de ce que nous

*[Texte]*

from oil, some from natural gas. They are important because they are convenient to use; they are easy to store; they are cheap to transport; and they represent highly concentrated energy. It is for this reason that oil provides virtually all our transportation energy in Canada. Liquid fuels are of particular importance to us because we do not produce enough of them to meet our needs. Now, this is not true of energy generally. Other energy fuels in Canada are, generally, in surplus, but liquid fuels are not. Figure 2 shows that Canada's total exports of energy exceed her imports. But for liquid fuels—again I repeat—the opposite is true, and net imports of oil, excluding liquid petroleum gasses, are currently about 230,000 barrels a day. This deficit is of great concern to both the federal and provincial governments because foreign oil has become very expensive and the supply may not always be secure.

We have listed the five major policy goals of current federal energy policy directed at assuring Canada sufficient liquid fuel supplies for the future. These are: to stimulate domestic oil supplies; to make supplies of foreign oil to Canada more secure; to conserve energy, especially oil, through more efficient use; to substitute nonliquid fuels for oil in uses where liquid fuels are nonessential; and to provide contingency plans for temporary shortages of oil products.

We are developing a sixth policy option aimed at identifying liquid fuel options and outlining the types and sources of liquid fuels that might be available in Canada in the future. We could define this option as to identify and pursue opportunities to make new liquid fuels in Canada, and opportunities to change the way that existing fuels are produced and used. And I would, Mr. Chairman, like to emphasize that we can look at liquid fuels under these two general headings. The question of whether they are new liquid fuels, and the opportunities to change the way that existing fuels are produced and used.

I think we could turn, in general, to the current outlook on page 34. We have a concern on the lack of balance between liquid fuel supply and requirement. Beside the fact, as I mentioned earlier, that the requirement exceeds the supply in total, there is a lack of balance with respect to regions, and there is a lack of balance with respect to fuel products. The quantities of liquid fuel products refined in Canada do not entirely match the products required. For example, we currently produce more LPGs and more heavy fuel oil than we need, and yet we project to growing difficulty in producing enough diesel oil and jet fuel.

The question dealt with in this chapter is: What are the liquid fuel options and the corresponding government actions that might reduce the oil deficit, and/or create a better liquid fuel balance by region and by product.

*[Traduction]*

utilisons est tirée du pétrole, le reste, du gaz naturel. Les combustibles liquides sont importants parce qu'ils sont faciles à utiliser, faciles à entreposer, peu coûteux à transporter et parce qu'ils représentent une énergie extrêmement concentrée. C'est pour cette raison que le pétrole fournit presque toute l'énergie utilisée pour les transports au Canada. Les combustibles liquides sont particulièrement importants pour nous parce que nous n'en produisons pas assez pour répondre à nos propres besoins, ce qui n'est pas le cas de toutes les formes d'énergie disponible. Nous disposons de grandes quantités d'autres combustibles au Canada, mais pas de combustibles liquides. Le tableau démontre que les exportations totales d'énergie excèdent les importations au Canada. En ce qui concerne les combustibles liquides, cependant, le Canada est un importateur net de pétrole, à l'exclusion des gaz de pétrole liquide, important actuellement environ 230,000 barils par jour. Ce déséquilibre inquiète beaucoup les gouvernements fédéral et provinciaux, parce que le pétrole étranger est maintenant très cher et que les approvisionnements ne sont pas toujours sûrs.

Nous avons énuméré les cinq grands objectifs de la politique fédérale actuelle en matière d'énergie qui vise à assurer des approvisionnements suffisants en combustible liquide pour l'avenir. Ce sont: stimuler la production nationale, raffermir nos approvisionnements en pétrole étranger, conserver l'énergie, surtout le pétrole, en l'utilisant d'une façon plus efficace, remplacer le pétrole par des combustibles non liquides, lorsque ceux-ci ne sont pas essentiels, et dresser des plans d'urgence pour les pénuries temporaires de produits pétroliers.

Nous sommes en train de mettre au point une sixième option qui nous permettrait d'identifier les genres et les sources de combustibles liquides qui pourraient être disponibles au Canada à l'avenir. On pourrait exprimer cette option ainsi: identifier les possibilités de fabriquer de nouveaux combustibles liquides au Canada et une possibilité de changer la façon dont les combustibles actuels sont produits et utilisés. Je le souligne, nous pouvons envisager toute la question sous ces deux aspects: la fabrication de nouveaux combustibles liquides, et les possibilités de changer la façon dont les combustibles actuels sont produits et utilisés.

Nous pouvons maintenant passer aux perspectives qu'on trouve à la page 34. Nous nous inquiétons du déséquilibre qui existe entre les approvisionnements et les besoins en combustible liquide. Outre le fait que les besoins dépassent les approvisionnements, comme je l'ai dit plus tôt, il y a déséquilibre au niveau des régions et pénurie de produits pétroliers. Les quantités de produits pétroliers raffinés au Canada ne correspondent pas aux besoins. Par exemple, nous produisons en ce moment plus de gaz liquide et de mazout que nous n'en avons besoin, alors qu'on prévoit avoir de plus en plus de difficulté à produire assez de combustible diesel et de combustible pour avion.

Nous nous demandons dans ce chapitre ce qu'on peut faire pour réduire ce déséquilibre entre le Canada et l'étranger et, à l'intérieur du Canada, entre les régions et entre les produits.



## [Text]

Now, if we study the policy options with respect to the questions of encouraging a new liquid fuel, we have, of course, to ensure that actions must be assessed in harmony with a number of other considerations. I think it is useful to look on page 36 at what some of these considerations are.

First of all, we must look at them in relation to options in energy conservation, because, in many areas, it is still true that it costs less to save a barrel of oil than to produce one. We must look at options in substitution, particularly the use of natural gas and electricity, but also such fuels as coal and wood to displace oil.

We must look at options for new oil supply, which would include enhanced recovery, accelerated tar sands and heavy oil development, and, of course, accelerated frontier and east coast oil supplies.

## • 1555

When we look at changing the refining and use of fuels from current sources, one of the first items we might consider is the opportunity that may occur to divert propane exports to domestic markets. Pages 37 and 38 of the brief give you some basic information on the level of our current exports of propane, 65,000 barrels a day, and show our views on some of the domestic markets which might absorb this propane. These markets are in heating oil, in vehicle fuels, perhaps particularly for trucks, vans and taxicabs, in petrochemicals, and perhaps, although less likely, in enhanced oil recovery. The brief goes on to mention some of the barriers to enhanced use of liquid petroleum gases such as propane; these involve inadequate propane transportation facilities, questions of consumer acceptance of propane, and questions relating to the pricing policies of propane.

The next alternative discussed is essentially the opportunity arising in the shift from gasoline to diesel fuel. Basically, current forecasts of fuel requirements show a strong growth in diesel fuel relative to gasoline. This reflects a number of developments, such as the growth in commercial truck traffic, increasing fuel efficiency of gasoline engines, some penetration of diesel engines into the light truck, passenger car and farm equipment markets, and so on. This of course produces some opportunities for Canada; as the brief explains, there may be some drawbacks too. Essentially, we need to examine how far the diesel trend could continue without a squeeze on the fuel, because each barrel of oil yields only a limited amount of acceptable diesel fuel and the synthetic crudes yield relatively less.

The next section deals with the diversion of heavy fuel oil exports. The federal government and industry have been studying ways to make refinery adjustments to deal with this problem, and the government has recently announced a series of agreements to place upgrading facilities in several large refineries and to have Petro-Canada study the feasibility of a

## [Translation]

Pour ce qui est d'encourager la fabrication d'un nouveau combustible liquide, il faut d'abord s'assurer que nos initiatives tiendront compte d'un certain nombre de considérations. On en trouve quelques-unes à la page 36.

Tout d'abord, il faut tenir compte de la conservation, parce qu'il n'en reste pas moins vrai qu'il coûte moins cher d'économiser un baril de pétrole que d'en produire un. Il faut envisager également les énergies de remplacement, particulièrement le gaz naturel et l'électricité, mais également d'autres combustibles, comme le charbon et le bois.

Il faut étudier les possibilités de trouver de nouvelles sources de pétrole, en améliorant la récupération, en accélérant l'exploitation des sables bitumineux et de l'huile lourde, et, bien sûr, en accélérant l'exploitation des réserves frontalières et de la côte est.

Lorsque nous parlons de changer le raffinage et l'usage des combustibles à partir des sources actuelles, une des premières possibilités que nous pouvons envisager est celle de détourner les exportations de propane vers les marchés intérieurs. Les pages 37 et 38 du mémoire établissent les données de base concernant nos exportations actuelles de propane, qui sont de 65,000 barils par jour, et indiquent nos vues sur certains des marchés intérieurs qui, selon nous, pourraient absorber ce propane. Ces marchés sont celui de l'huile à chauffage, des combustibles pour véhicules, en particulier, et les camions, camionnettes et voitures de taxi, le pétrochimique, et peut-être aussi, quoique moins rapproché, la récupération assistée. Le mémoire mentionne les obstacles à l'utilisation assistée des gaz pétroliers liquides comme le propane; ils incluent des installations adéquates de transport du propane, le degré d'acceptation du propane par le consommateur et les politiques d'établissement des prix du propane.

La possibilité évoquée ensuite a trait essentiellement au changement de l'essence au carburant diesel. Les prévisions des besoins de combustible montrent actuellement une croissance importante de la demande de carburant diesel par rapport à celle de l'essence. C'est le résultat d'un certain nombre d'éléments nouveaux, comme la croissance de la circulation des camions commerciaux, l'amélioration des moteurs du point de vue de l'utilisation du combustible, l'utilisation accrue des moteurs diesel pour les camions légers, les voitures particulières et le matériel agricole. Il y a là des avantages pour le Canada, mais, également, comme l'explique le mémoire, des inconvénients. Essentiellement, nous devons voir jusqu'où peut progresser la tendance vers le carburant diesel sans que la situation du pétrole s'en ressente; en effet, chaque baril de pétrole ne peut donner qu'une quantité limitée de carburant diesel acceptable; pour les bruts synthétiques, c'est encore moins.

Le chapitre suivant traite du détournement des exportations de mazout lourd. Le gouvernement fédéral et l'industrie ont examiné les moyens d'apporter les changements nécessaires aux raffineries pour régler ce problème. Le gouvernement vient tout juste d'énoncer une série d'ententes prévoyant la mise en place d'installations améliorées dans plusieurs grandes

## [Texte]

central facility in the Montreal area to upgrade residual oil produced by local refineries. In total, these installations could make better use of about 140,000 barrels a day of residual fuel oil, thereby reducing product exports and crude imports.

Another possibility is changes in fuel specification and engine design. Canada faces a number of opportunities to depart from fuel specifications and engine designs, which we have largely inherited from the United States. During the 1980s, crude oil feedstocks and emissions standards in Canada may differ significantly from those in the United States, and there may be some opportunity to respond to these differences in connection with fuel specification and refinery practices.

The brief then goes on to the other half of the alternative liquid fuels equation, the question of developing new sources of liquid fuels. It describes hydrocarbon fuels manufactured from synthesis gas; it describes the Fischer-Tropsch "Sasol", a gasoline from the coal process; it describes the new Mobil process which goes from natural gas to methanol to gasoline product; and it describes some of the exciting developments in advanced synthesis processes. In each case we attempt to give you our current estimates of the costs of these processes as estimated at this time.

In addition to the synthesis process, which is the process whereby you break down coal or natural gas into its basic molecules and then rebuild the gasolines, there are processes that are chemically different whereby you try to move to direct liquids without having this breakdown. These are usually called hydrogenation processes or the production of direct liquids from coal and from biomass. These processes are described in the next section of the brief, dealing first of all with coal liquids, and then, towards the bottom of page 44, dealing with vegetable oils and other liquids which can be obtained from the hydrogenation of biomass.

• 1600

Again we attempt to produce information on the relative economics of these processes as currently judged by EMR based on information published around the world.

The next option is the ethanol and higher alcohol option. We first describe how small quantities of ethanol and butanol could be produced from the fermentation of low value cull crops and industrial wastes—food processing, pulp mill wastes. We describe the production of ethanol from wastes which could have attractions in situations where environmental credits would be available. We point out that if care is taken in the formulation of gasoline ethanol can be blended directly with gasoline in the summer in a 10 per cent mixture with base gasoline, this mixture being well known as gasohol.

## [Traduction]

raffineries, ainsi que des études de rendement de la part de Petro-Canada sur une installation centrale dans la région du Montréal, destinée à améliorer le pétrole résiduel produit par les raffineries locales. Au total, ces installations pourraient amener un meilleur usage d'environ 140,000 barils de pétrole résiduel par jour, ce qui réduirait les exportations de produits pétroliers et les importations de brut.

Une autre possibilité serait de modifier les prescriptions touchant le combustible et les conceptions des moteurs. Le Canada a quelques chances de s'éloigner des prescriptions concernant le combustible et de la conception des moteurs héritée largement des États-Unis. Au cours des années 80, les charges d'alimentation de brut et les normes touchant les gaz d'échappement au Canada pourront varier de façon importante avec celles des États-Unis. Ces différences pourront peut-être se refléter dans les prescriptions touchant les combustibles et les pratiques des raffineries.

Le mémoire aborde ensuite l'autre partie de l'équation concernant les combustibles liquides de remplacement, la question de la mise en valeur de nouvelles sources de combustibles liquides. Les combustibles d'hydrocarbure fabriqués à partir de gaz de synthèse sont décrits; le Fischer-Tropsch «Sasol», un combustible fabriqué à partir du charbon, y est décrit; y est décrit également le nouveau processus de Mobil qui passe du gaz naturel au méthane au produit pétrolier; sont signalées enfin les nouvelles réalisations touchant les procédés avancés de synthèse. Dans chaque cas, nous essayons de vous donner une estimation à jour des coûts de ces procédés.

En plus de ces procédés de synthèse, qui, essentiellement, consistent à séparer les molécules de base de charbon ou du gaz naturel pour les reconstruire sous forme de combustibles, il y a les procédés chimiquement différents qui vont tout de suite à l'étape liquide sans séparation préalable. Ce sont les procédés d'hydrogénation ou de production directe de liquide à partir du charbon ou de la biomasse. Ils sont décrits dans le chapitre suivant du mémoire, qui aborde d'abord les liquides du charbon, ensuite, au bas de la page 44, les huiles végétales et les autres liquides pouvant être obtenus de l'hydrogénation de la biomasse.

Nous essayons, une fois de plus, de fournir des renseignements sur le prix de revient relatif de ces différentes options d'après les chiffres du ministère de l'Énergie, qui a rassemblé tout ce qui était disponible sur le plan mondial dans ces domaines.

L'option suivante est celle de l'éthanol et de l'alcool à un degré supérieur. Nous décrivons tout d'abord comment de petites quantités d'éthanol et de butanol pourraient être produites à partir de la fermentation de déchets agricoles de faible valeur et de déchets industriels—aliments et pâtes et papiers. Nous décrivons la production d'éthanol à partir de déchets dont l'utilisation serait bénéfique à l'environnement. Nous indiquons que si la formulation de l'essence est faite avec soin, l'éthanol peut être mélangé, l'été, directement avec l'essence sur une base de 10 p. 100, pour obtenir ce qui est maintenant connu sous le nom de gasohol.



## [Text]

Depending on the octane number of the base gasoline each litre of ethanol so blended displaces between 0.7 litres and 1.0 litres of gasoline.

There are additional areas of interest which bear study. One is the selective fermentation to butanol as the major alcohol product. The advantage of this is that butanol contains more energy and is even more compatible with gasoline than ethanol.

Another option is improved fermentation technology which may allow the commercial production of alcohols through the fermentation of cellulose. If this came into commercial production, the technology would greatly expand the feedstocks available in Canada for fermentation, for example, garbage, wood, wood wastes, agricultural residues. We can do this today but it is too expensive. A breakthrough in costs is, however, believed possible.

Another area is the technology of separating alcohol from water. Alcohol must be anhydrous, i.e. without water, if we are to blend it with gasoline. This requires a good deal of energy in the distillation process. Again, technology may find better and more energy-effective solutions.

In some areas other ethanol options have been suggested but these usually involve high-value feedstocks and they fail to make economic sense without government subsidies. One is the production of ethanol from agricultural crops. Crops generally have a much higher value as a food or feed source than as an energy source. Even low value wheat produces gasoline at a cost which is almost twice that of tarsands. However we could produce ethanol in Canada by this process. If we move to prime wheat costs we have even worse economics.

Another point is we have rather bad energy balances and the reason for this is that we require about a third of a litre of oil in the products which are used in fertilizing and harvesting enough wheat to make one litre of ethanol, so in this way you can see that the net oil that you displace by the production of ethanol may be very considerably reduced. In fact it is somewhere down in the range of 0.3 to 0.5 litres only of oil displacement for each litre of ethanol that is produced from prime crops.

Methanol: Methyl fuel, which is methanol with up to 25 per cent of higher alcohols, is produced from syn gas, synthetic gas. It is already produced in Canada—about 1,200 tonnes per day—for industrial markets. Current world markets are for chemical-grade methanol, not methyl fuel, and negligible amounts of methanol are used world-wide for fuel purposes today.

As a fuel, methanol does not enjoy the same compatibility with gasoline as ethanol does. Blends of methyl fuel and gasoline will separate into two phases unless conditions are met which are believed to be unrealistic in Canada. Further-

## [Translation]

Selon le degré d'octane de l'essence de base utilisée, chaque litre d'éthanol ainsi mélangé déplace de 0.7 à un litre d'essence.

Il y a d'autres domaines qui méritent d'être étudiés. L'un est la fermentation à base de butanol. L'avantage de cet alcool est qu'il contient plus d'énergie et qu'il est encore plus compatible avec l'essence que l'éthanol.

Une autre option est la technique de fermentation améliorée qui permet la production commerciale d'alcool à partir de la fermentation de la cellulose. Si cette production passait à la phase commerciale, cette technique élargirait grandement l'éventail des produits disponibles au Canada aux fins de fermentation, par exemple, les ordures, le bois, les déchets du bois et les déchets agricoles. C'est une possibilité aujourd'hui, mais elle est trop onéreuse. Une réduction du coût est, croit-on, possible.

Dans un autre domaine, il y a la technique d'élimination des résidus aqueux dans l'alcool. L'alcool doit être anhydre, c'est-à-dire ne pas contenir d'eau, si nous voulons le mélanger à l'essence. Cela entraîne une consommation d'énergie énorme au niveau de la distillation. Une fois de plus, nous comptons sur la technologie pour trouver des solutions meilleures et moins gourmandes d'énergie.

Dans certains domaines, d'autres options à partir de l'éthanol ont été proposées, mais généralement elles impliquent l'utilisation de produits de départ de grande valeur et elles ne peuvent être rentables sans le secours de subventions gouvernementales. L'une d'entre elles est la production d'éthanol à partir de récoltes agricoles. Généralement, la valeur alimentaire de ces récoltes surpasse largement leur valeur comme source d'énergie. Produire de l'essence à partir de blé, même d'une qualité inférieure, revient à deux fois le prix de l'essence à partir de sables bitumineux. Il reste que nous pourrions produire de l'éthanol au Canada de cette manière. Si nous prenons du blé de qualité supérieure, la rentabilité est encore pire.

De plus, les équilibres énergétiques sont plutôt mauvais dans la mesure où les produits utilisés pour fertiliser et récolter suffisamment de blé pour faire un litre d'éthanol nécessitent environ un tiers de litre de pétrole, et il n'est donc pas difficile de comprendre que la production nette de pétrole ainsi obtenu à partir de la production d'éthanol est considérablement réduite. Chaque litre d'éthanol produit à partir de récoltes de qualité supérieure correspond à une consommation d'environ 0.3 à 0.5 litre de pétrole.

Le méthanol: l'alcool méthylique, c'est-à-dire du méthanol contenant jusqu'à 25 p. 100 d'alcool supérieur, est produit à partir de gaz synthétique. Il est déjà produit au Canada—environ 1200 tonnes par jour—pour les marchés industriels. Sur les marchés mondiaux actuels, c'est le méthanol chimique, et non pas l'alcool méthylique, qui est utilisé, et des quantités négligeables de méthanol sont utilisées comme combustible aujourd'hui sur le plan mondial.

Comme combustible, le méthanol ne jouit pas de la même compatibilité avec l'essence que l'éthanol. Les mélanges d'alcool méthylique et d'essence se scindent en deux phases, à moins que certaines conditions ne soient réunies, conditions

*[Texte]*

more, there are some fairly severe driveability penalties incurred in vehicle operations with methyl fuel blends, penalties which we believe would not be acceptable to Canadian motorists except under emergency conditions. You may perhaps be able to use very low methyl blends, perhaps 3 to 4 per cent, and have less of a problem, but even these are not welcomed by refiners because the methanol displaces the butanes, which refiners currently blend with gasoline and which are currently in surplus supply. So, in our view, methyl fuel appears to be best used as a fuel in circumstances where its incompatibility with the oil products distribution and storage systems is not a concern. There are, of course, therefore, a whole raft of stationary applications for which methyl fuel may have a very distinct and important role. In vehicle fleets with special engines methanol is also an excellent fuel once the engine is warmed up. However, you have to get the engine to start and engines on methyl fuel will not generally start below 9 degrees centigrade. If you add 12 per cent gasoline, they will start usually down to about minus 10 degrees centigrade. It is possible to modify an engine to make it compatible with methanol. Estimates of costs of doing this are typically about \$500. Retrofit of existing engines for methanol operation are, in general, not considered practical except perhaps for experimental work. The brief describes the energy balance between methanol and gasoline and it describes the possible penetration of methyl fuel into the Canadian market in limited fleet use and in certain other options.

• 1605

On page 48, we mention an option which is under study, particularly in British Columbia at this time, the use of compressed natural gas in vehicles for transportation. What you do there is that, essentially, you compress the gas for on-board vehicle storage in high-pressure tanks, taking, of course, the inefficiency produced by a heavier and bulkier tank, but, of course, making appropriate vehicle conversions to the engines. This is an option which is currently under evaluation, particularly in British Columbia. We believe it is an option that will be attractive primarily in Canada for large fleets of vehicles. It requires, of course, a compressor station—costing, perhaps, \$50,000—to fill the tanks.

We mention hydrogen as a transport fuel, since hydrogen is often talked about, but whether hydrogen may be of interest in such items as the premium jet fuel market—there are a number of problems. The first problem is, of course, its very high cost of production. The second problem is the problem of distribution and storage, compatible distribution and storage, safe storage. The third problem for hydrogen is that it may have more value as a feedstock for upgrading other energy resources to liquid form than as a fuel itself, because hydrogen is the key energy input in many synthetic fuels manufacturing processes.

On table 1, which is on page 50 of the brief, we attempt to summarize some of the fuel options you have discussed in this

*[Traduction]*

que l'on considère irréalistes au Canada. De plus, les mélanges à base d'alcool méthylique présentent d'assez graves inconvénients en ce qui concerne la conduite de véhicules automobiles, inconvénients qui, selon nous, ne seraient acceptables par les automobilistes canadiens qu'en cas de crise grave. Il est possible d'utiliser des mélanges à très faible teneur méthyle, peut-être 3 ou 4 p. 100, et d'avoir un problème moindre, mais même dans ce cas-là, l'enthousiasme des raffineurs est très modéré, car le méthanol déplace des butanes, produit que les raffineurs mélangent actuellement à l'essence et qui sont en position de surplus sur le marché. Par conséquent, nous estimons que l'alcool méthylique semble pouvoir être utilisé comme combustible lorsque les circonstances font qu'il est compatible avec la distribution des produits pétroliers et des installations d'entreposage. Il y a, bien entendu, et par conséquent, toute une série d'applications fixes pour lesquelles l'alcool méthylique peut jouer un rôle très important et distinct. Pour les parcs de véhicules à moteurs spéciaux, le méthanol est également un excellent combustible, une fois que le moteur est chaud. Cependant, il faut faire démarrer le moteur, et les moteurs fonctionnant à l'alcool méthylique ne peuvent généralement démarrer à une température inférieure à 9 degrés centigrade. Si on ajoute 12 p. 100 d'essence, ils peuvent généralement démarrer à partir de -10 degrés centigrade. Il est possible de modifier un moteur pour qu'il accepte le méthanol. Généralement, cela revient à environ \$500. On ne considère pas cette modification comme étant pratique, sauf peut-être dans le cas de travaux expérimentaux. Le mémoire décrit l'équilibre énergétique entre le méthanol et l'essence, et décrit les possibilités de conversion du marché canadien à l'alcool méthylique dans certains domaines limités, tels que les parcs de véhicules automobiles.

A la page 48, nous mentionnons l'option étudiée à l'heure actuelle, surtout en Colombie-Britannique, de l'utilisation du gaz naturel comprimé pour les véhicules de transport. En gros, il s'agit ici de comprimer le gaz pour l'entreposer à bord des véhicules dans des réservoirs à haute pression, réservoirs, bien entendu, dont l'encombrement présente bien des inconvénients, et procédé nécessitant une transformation des moteurs. Cette option est actuellement à l'étude, en particulier en Colombie-Britannique. Nous pensons qu'au Canada, ce seront surtout de grands parcs de véhicules qui s'y intéresseront. Bien entendu, il faut un compresseur—coûtant, peut-être, \$50,000—pour remplir les réservoirs.

Puisqu'on en parle souvent, nous parlons de l'hydrogène comme combustible, mais bien qu'il puisse présenter un certain intérêt pour les moteurs à injection, par exemple, présente également un certain nombre de problèmes. Le premier, bien entendu, est son prix de production très élevé. Le deuxième est celui que posent sa distribution et son entreposage sans danger. Le troisième, c'est qu'il a peut-être plus de valeur comme produit d'amélioration en liquéfiant d'autres sources d'énergie qu'en tant que simple combustible, car l'hydrogène est un facteur énergétique clé dans de nombreux procédés de fabrication de combustibles synthétiques.

Le tableau numéro 1, qui se trouve à la page 50 du mémoire, est en quelque sorte le résumé de certaines des



*[Text]*

chapter. I would like to emphasize that the estimates, the cost per barrel of oil equivalent, are current estimates made in EMR; they have some degree of uncertainty within them and they are subject to revision as ongoing work takes place. As I said at the beginning of my remarks, this is a very dynamic and rapidly evolving field and things are changing fairly quickly.

The value of table 1 may be that it would suggest to you some general economic perspective—not absolute but general—for reviewing liquid fuel options. The most attractive group of options, in our opinion, are probably those that hardly appear in table 1 at all, because it is generally agreed that ways to reduce the requirements through energy conservation and through the substitution of nonliquid fuels for oil continue to represent the cheapest paths to oil self-sufficiency or to oil self-reliance. The federal government, as I said earlier, is firmly committed to major policy initiatives in these two areas.

The second group of options are the adjustments in refining and marketing of current petroleum fuels, and we have attempted in the brief to give some idea of the opportunities here—new markets for propane, new markets for residual oil by upgrading, and so on.

## • 1610

The third group involves mining and manufacture of liquid fuels from Canada's vast reserves of tar sands, bitumen, heavy oils, and coal. Coal liquids will be slightly more expensive than the others, although coal is cheaper than bitumen to mine. It is expected currently to be more expensive to liquefy. On the other hand, we have very large fossil reserves, particularly for coal.

The fourth group of options is one we call perhaps security-of-supply group: options that are technically feasible today and that could provide us with secure alternative sources of liquid fuels if we were prepared to place a strategic significance on the goal. This includes the synthesis of liquids such as gasoline, diesel and heating oil, alcohol, natural gas, direct use of natural gas as a vehicle fuel.

The fifth group of options involves the conversion of biomass—agricultural and forest resources—to alcohol fuels: methanol, ethanol, and higher alcohols. The result generally is that alcohols from biomass suffer two disadvantages. Firstly, they are often more expensive than liquids from fossil fuels and their use in a predominantly hydrocarbon fuel system can present some difficulties and may require adjustment of that system. However, the brief finishes by pointing out that there are offsetting advantages which make this fifth group of options attractive in certain circumstances in Canada.

Finally, Mr. Chairman, we mention market barriers and some of the actions already taken by provinces to indicate support for these alternative fuels. We define some of the

*[Translation]*

options discutées dans ce chapitre. J'aimerais vous rappeler que les prévisions de coût, le coût par baril d'équivalent de pétrole, sont celles du ministère de l'Énergie; elles contiennent un certain degré d'incertitude et elles sont sujettes à révision au fur et à mesure des nouvelles découvertes. Comme je l'ai dit au début de mes remarques, ce domaine est très dynamique et en évolution constante, et les choses changent très vite.

L'intérêt du tableau numéro 1 est qu'il peut vous suggérer une certaine perspective économique—non pas absolue, mais générale—pour ce qui est des options de combustibles liquides. Le groupe d'options le plus intéressant, à notre avis, est probablement celui qui figure à peine au tableau numéro 1, dans la mesure où il est généralement admis que les moyens de réduire les besoins, par le biais de politiques de conservation de l'énergie et par le remplacement du pétrole par des combustibles non liquides, continuent de représenter la voie la moins onéreuse à l'indépendance ou à l'autonomie en matière de produits pétroliers. Comme je l'ai dit plus tôt, le gouvernement fédéral s'est fermement engagé à prendre des initiatives politiques importantes dans ces deux domaines.

Le deuxième groupe d'options correspond aux ajustements en matière de raffinage et de commercialisation des combustibles pétroliers actuels, et nous avons essayé dans le mémoire d'indiquer certaines des possibilités... les nouveaux marchés pour le propane, les nouveaux marchés pour les produits pétroliers résiduels, grâce aux nouvelles techniques de transformation, etc.

Le troisième groupe comprend l'exploitation des vastes réserves canadiennes de schistes bitumineux, de bitume, d'huiles lourdes et de charbon pour la fabrication de combustibles liquides. Les liquides tirés du charbon coûteront un peu plus cher que les autres, quoique son extraction coûte moins chère que celle du bitume. On prévoit que la liquéfaction en sera plus dispendieuse. D'autre part, les gisements de combustibles fossiles sont très importants, surtout les gisements de charbon.

Le quatrième groupe pourrait s'appeler la garantie d'approvisionnement; il s'agit d'options, techniquement réalisables, qui pourraient nous offrir une autre source d'approvisionnement en combustible liquide, dans le cas où nous accorderions à cet objectif une importance stratégique. Cela comprend des produits de synthèse comme l'essence, l'huile lourde et à chauffage, l'alcool, le gaz naturel et l'utilisation de ce dernier comme carburant pour les automobiles.

Le cinquième groupe d'options comprend la transformation de la biomasse, à partir des ressources agricoles et forestières, en combustibles éthyliques: méthanol, éthanol et alcools à degré supérieur. Ordinairement, les alcools provenant de la biomasse comportent deux inconvénients. Leur coût est souvent supérieur au liquide provenant des combustibles fossiles, et leur utilisation dans des systèmes prévus pour des hydrocarbures présente certaines difficultés et demande qu'on y apporte des ajustements. Toutefois, le mémoire conclut qu'en contrepartie, au Canada, dans certaines circonstances, ce cinquième groupe d'options offre des avantages intéressants.

En dernier lieu, monsieur le président, nous signalons les obstacles de la commercialisation et certaines mesures déjà prises par les provinces à l'appui de ces nouveaux combusti-

*[Texte]*

technical barriers, and we finish by pointing out that the government is anxious to encourage discussion in Canada on the value of new fuel options to the country over the coming two decades and on ways federal and provincial governments, industry and the public, can work together to learn more about the options. It is hoped the information and ideas in this brief will encourage and assist those discussions, sir. It is the intention of our department, provided there is no objection from this committee, to make section 12 of this brief available for public discussion on alternative liquid fuels later this autumn as an energy discussion paper of the department.

Thank you very much, Mr. Chairman and gentlemen.

**The Chairman:** Thank you, Dr. Whitham. I am sure the members of the committee will agree with me that on very short notice you and the people with you and those who helped you prepare this brief—I would like to congratulate you and the members from EMR who are with you and those who are still minding the store, for an excellent job. The amount of information contained in your brief is outstanding. I am sure the members of the committee will join with me in thanking you and I am sure the members of our staff will now take a few days or a week to go through it again word by word; and I hope they will come up with a good summary of it.

Once again, thank you very much. I am very happy you could come to the committee on such short notice.

Gentlemen, now the floor is yours. Who would like to address the first question?

Mr. McCauley.

**Mr. McCauley:** You were saying you are going to publish section 12 in the near future. Do you know when?

**Dr. Whitham:** I can say we hope it will be in the time frame from late August to early September. I would hope it will be in the time frame towards the end of the summer.

**Mr. McCauley:** And your purpose is what?

**Dr. Whitham:** Our purpose is essentially to put before the public some general ideas on new fuel options in order to encourage discussion.

**Mr. McCauley:** In your comments on that, you said if there are no objections from this committee. Were you anticipating any?

**Dr. Whitham:** No, sir. I felt the best way to produce information for your committee was to use the work done on that draft. I wanted to present it but at the same time I wanted to indicate that we hoped we could continue with putting it in the public domain in the normal way. That was the only meaning of my comment.

**The Chairman:** Could I just say something for a second? Dr. Whitham, I might remind you that now that this has been tabled in this committee, Section 12, along with every other word in your brief, is now public.

*[Traduction]*

bles. Nous décrivons certaines contraintes techniques et nous terminons en indiquant que le gouvernement veut susciter la discussion, au niveau national, sur ce que représenteront, pour le pays, au cours des deux prochaines décennies, ces nouvelles options et sur les manières dont les gouvernement fédéral et provinciaux, l'industrie et le public peuvent collaborer pour en apprendre davantage à ce sujet. Nous espérons que les renseignements et les idées contenus dans ce mémoire encourageront ces discussions. Si le Comité n'y voit pas d'objection, notre ministère a l'intention de mettre à la disposition du public, plus tard cet automne, la partie 12 de ce mémoire, à titre de document de base du ministère servant aux discussions sur ces nouveaux combustibles liquides.

Merci, monsieur le président.

**Le président:** Merci, monsieur Whitham. Je suis sûr que les membres du Comité se joindront à moi pour vous féliciter, vous et vos collègues de l'EMR qui sont là ce soir, et les autres, pour l'excellent travail que vous avez fait, alors que vous avez dû préparer ce mémoire en si peu de temps. Votre mémoire comprend vraiment une quantité d'informations exceptionnelle. Je suis sûr qu'il faudra des jours, et même une semaine, aux membres de notre personnel pour l'étudier mot à mot, et j'espère qu'ils en prépareront un bon résumé.

Encore une fois, merci beaucoup. Je suis vraiment heureux que vous ayez pu comparaître dans le délai fixé.

Messieurs, vous avez maintenant la parole. Qui veut poser la première question?

Monsieur McCauley.

**M. McCauley:** D'ici peu, vous dites que vous allez publier la partie 12. Savez-vous quand vous le ferez?

**M. Whitham:** Nous espérons que ce sera entre la fin d'août et le début de septembre, mais j'espère que ce sera vers la fin de l'été.

**M. McCauley:** Et quel est votre but?

**M. Whitham:** Notre but est surtout d'encourager la discussion du public en lui fournissant des idées générales sur les nouvelles sources de combustible.

**M. McCauley:** Vous avez dit: si le Comité est d'accord. Pensiez-vous qu'il ne le serait pas?

**M. Whitham:** Non. J'ai pensé que la meilleure façon d'informer votre Comité, c'était à partir de travail effectué sur cette ébauche. J'ai voulu vous le présenter, tout en vous indiquant que nous avons l'intention de le publier de façon normale. C'est tout ce que je voulais dire.

**Le président:** Puis-je ajouter quelque chose? Monsieur Whitham, je tiens à vous rappeler que ce document a été déposé devant le Comité. La partie 12 qui est comprise dans votre mémoire est maintenant publique.



[Text]

• 1615

**Dr. Whitham:** Indeed, sir. But I suppose what I am really saying is that we would hope to put it within the context of an energy discussion paper.

**The Chairman:** Yes.

**Dr. Whitham:** I beg your pardon.

**The Chairman:** Fine.

I am sorry: Mr. McCauley.

**Mr. McCauley:** It is okay; that is it.

**The Chairman:** Dr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** I have a couple of brief points, then a little more general point.

On page 46, where you talk about the energy balance, I am wondering whether or not that is a valid statement, where you say:

About one-third litre of oil products is required in Canada to plant, fertilize and harvest enough wheat to make one litre of ethanol . . .

That may well be true, but I do not really think you are talking about energy balance there, are you? I think that is a pretty narrow look at an energy balance, is it not?

**Dr. Whitham:** I suppose you can say that it is. The point I think we are trying to make, if I may go to the American experience, is that there has been concern expressed by some people that in calculating energy balances perhaps account is not taken of the liquid fuels that are being consumed in the production, say, of fertilizers or in driving vehicles in harvesting that fuel. The current estimates that have been made in EMR are essentially that approximately one-third of a litre of fuel goes into those processes to produce enough wheat which would then only produce one litre of ethanol. There is a balance problem.

If, for example, sir, one litre went to produce one litre, then you could argue that there is no net gain of supply in Canada.

**Mr. Gurbin:** I have no problem with the actual balance in terms of liquid fuels but unless I am wrong, unless I am sadly mistaken, I think that the balance has to include both your protein end substances and your extra quantity in there. I think that by taking the narrow margin, you do really distort it badly.

**Dr. Whitham:** But the protein end products are then used again in agriculture.

I agree with you. If they in turn can displace some other requirement, then they improve the energy balance of the process.

**Mr. Gurbin:** The point being that if you can produce food and still use the same quantity of food, and have a protein source with a slightly reduced carbohydrate and then still feed your cattle, you have not really destroyed the capacity of whatever it is you are using, whether it is corn or whatever, to do the job it was first intended to do; so that you have always

[Translation]

**M. Whitham:** En effet, monsieur. Ce que je veux dire, c'est que nous espérons la publier dans le contexte d'un document de travail sur l'énergie.

**Le président:** En effet.

**M. Whitham:** Pardon.

**Le président:** C'est très bien.

Excusez-moi, monsieur McCauley.

**M. McCauley:** Ça va, j'ai terminé.

**Le président:** Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** J'ai quelques questions brèves, et ensuite d'autres, un peu plus générales.

A la page 46, vous parlez de l'équilibre énergétique, et je m'interroge sur la validité de cette déclaration, lorsque vous dites:

Au Canada, il faut environ un tiers de litre de produit pétrolier pour semer, fertiliser et récolter une quantité suffisante de blé pour fabriquer un litre d'éthanol . . .

C'est peut-être vrai, mais je ne pense pas que vous parlez de l'équilibre énergétique, n'est-ce pas? Je pense que c'est une façon plutôt étroite d'envisager l'équilibre énergétique, n'est-ce pas?

**M. Whitham:** Je présume que vous pouvez dire cela. Ce que nous voulons faire ressortir, si l'on tient compte de l'expérience américaine, c'est que, par le passé, d'aucuns se sont inquiétés du fait qu'en calculant l'équilibre énergétique, on ne tenait peut-être pas compte du combustible liquide nécessaire à la production de fertilisants, disons, ou du carburant consommé par les machines agricoles au moment de la récolte. Selon les estimations actuelles de l'EMR, pour produire un litre d'éthanol à partir du blé, il faut environ un tiers de litre de carburant pour alimenter le processus. Il y a un problème d'équilibre.

Par exemple, s'il fallait un litre pour produire un litre, alors, on pourrait prétendre qu'il n'y a aucun gain net d'approvisionnement au Canada.

**M. Gurbin:** Pour ce qui est des combustibles liquides, je comprends très bien l'équilibre actuel, mais à moins que je ne me trompe, que je ne me trompe vraiment, je pense que dans les calculs de cet équilibre, il faut tenir compte des éléments de protéine qui vous restent à la fin de votre cycle, et de votre quantité supplémentaire. Je pense que vous déformez vraiment la réalité en utilisant une marge aussi étroite.

**M. Whitham:** Mais ces éléments protéiques sont réutilisés dans l'agriculture.

Je conviens avec vous que s'ils répondent à leur tour à d'autres besoins, alors, ils améliorent l'équilibre énergétique du processus.

**M. Gurbin:** En somme, si vous produisez de la nourriture et que vous pouvez toujours utiliser la même quantité de nourriture, constituant une source protéique contenant un peu moins d'hydrates de carbone, suffisante pour nourrir votre bétail, vous avez maintenu la vocation première de ce produit, ce qui

## [Texte]

an intermediate benefit rather than a net loss in your energy balance?

**Dr. Whitham:** Arguments of this kind are being studied. I would agree with that you say, that you have to look at the total products; it is not just straight-through by-products. How you put those by-products and whether they substitute for something else will affect the equation.

If you would wish, we will try to present you with a more detailed accounting. I have seen—though I do not have it in my head—I have seen accounting of this process with an account taken of the protein.

**Mr. Gurbin:** My impression is that it is a net energy gain—that is the point I am trying to make. And I think that that is a valid contribution . . .

**Dr. Whitham:** It helps this process, indeed, I would agree.

**Mr. Gurbin:** Okay, I will leave that point.

I notice that one of the things that is missing from page 2 is fuel cells. I do not know whether it should go on page 2 or not, or whether or not you feel that that is an appropriate topic. I did not notice it mentioned anywhere in the whole brief and I think it would have to be an important part of a discussion.

**Dr. Whitham:** I have to comment that we do mention in the brief things like hydrogen, and some people think of hydrogen as a fuel cell. I agree there is nowhere in the brief where we have presented a chapter, per se, on fuel cells. We can produce for you, from the Office of Energy Research and Development, if you like, a very brief overview on the current status in Canada of fuel cell research. I think it is fair to say, and I can call on some of my colleagues to back this up, that it is very dominantly a longterm R & D effort at the present time. If you would like more information, I would be glad to get it for you.

**Mr. Gurbin:** I would appreciate that, if you would not mind.

The third point would be in terms of the integration of different technologies. Again, we have had a very quick overview of this but I join with our chairman in saying that I think it is amazing to be able to put that together even if you are at it full time in the short period of time you have had. To co-ordinate the combination of conventional and nonconventional or possible technologies for the future, I wonder whether or not that is something that might be addressed more fully, not necessarily just cogeneration but in terms of looking at energy systems. I think you talk about energy balances in a very good way but I wonder whether the systems can be co-ordinated in terms of using some of our conventional resources and a cogeneration, maybe applying that to a biomass process, that type of thing, for your net energy balances.

• 1620

**Dr. Whitham:** Well, if I may respond to the last one, I think that is the way to go in energy planning in general. I therefore say that, increasingly, one will be looking in this direction.

## [Traduction]

fait que votre balance énergétique accuse un bénéfice intermédiaire plutôt qu'une perte nette.

**M. Whitham:** C'est le genre de choses que nous étudions. Je conviens qu'il faut tenir compte de l'ensemble de la production, et pas simplement du seul sous-produit. L'utilisation possible de ce sous-produit, éventuel produit de substitution, est un élément dont il faudra tenir compte.

Si vous le voulez, nous essayerons de vous fournir un calcul plus détaillé. Quoique je ne m'en souviens pas, j'ai vu une analyse de ce processus tenant compte de l'aspect protéique.

**M. Gurbin:** Là où je veux en venir, c'est qu'à mon avis, il y a un gain énergétique net et je pense que c'est une contribution valable . . .

**M. Whitham:** Je conviens que cela aide vraiment ce processus.

**M. Gurbin:** Très bien, je n'irai pas plus loin.

A la page 2, je ne vois aucune mention des piles à combustible. Je ne suis pas sûr si cela devrait être à la page 2, ou ailleurs. Je ne le vois nulle part dans le mémoire, et je pense que cela devrait être un élément important de cette discussion.

**M. Whitham:** Je répondrai que nous parlons de l'hydrogène, et que certains considèrent que l'hydrogène entre dans cette catégorie. Je conviens qu'il n'y a pas de chapitre sur les piles à combustible comme telles dans le mémoire. Si vous le désirez, nous pouvons vous fournir un bref aperçu de la situation de la recherche sur les piles à combustible au Canada, préparé par le Bureau de recherche de l'énergie et du développement. On peut dire, mes collègues en témoignent, qu'actuellement, il s'agit surtout d'un effort à long terme au niveau de la recherche et du développement. Si vous voulez en savoir plus, je serai ravi de vous fournir d'autres renseignements.

**M. Gurbin:** Je vous en saurais gré.

Le troisième point porte sur l'intégration de différentes technologies. Encore une fois, nous avons eu un bref aperçu du sujet, mais je conviens, avec notre président, que même si vous faites cela à plein temps, il est étonnant que vous ayez pu réunir autant de données en si peu de temps. Pour coordonner la combinaison de techniques traditionnelles et non traditionnelles, ou de techniques possibles, pour l'avenir, il faudrait peut-être étudier cette question de plus près: je ne parle pas essentiellement de la production combinée d'énergie, mais des systèmes énergétiques. Vous avez abordé de manière très intéressante la question de l'équilibre énergétique, mais serait-il possible de coordonner les systèmes en utilisant certaines de nos ressources traditionnelles et en appliquant le principe de la production combinée à la biomasse, par exemple, pour l'équilibre énergétique net?

**M. Whitham:** Pour ce qui est de votre dernière question, je pense que c'est là la façon d'aborder la planification en matière énergétique, en général. C'est dans cette direction que l'on s'engagera de plus en plus.



[Text]

I will give you a very specific example. It may be possible to think of a fuel synthesis process that may, for economics or technology or risk arguments, start out with natural gas that could ultimately take a larger proportion of biomass. If one decides on the end product and one has a variety of choices to arrive at end product, then perhaps one could phase in both the nonrenewable and renewable sources at some point to get the best social situation for Canada.

I believe it is fair to say that there is increasing thought in energy-planning circles of thinking that way in a variety of these technologies. Therefore, in a sense, this is why, sir, I attempted at the front end of this to try to put down—some of your colleagues may wonder why I put it this way—the concept that you can look at this as an end-use concept, if you want, rather than as a resource concept. There are a variety of ways of planning energy.

**Mr. Gurbin:** Okay. Just specifically on that point again, I think it would be helpful to us to be able to identify some of the opportunities that exist through thermal and nuclear and other types of processing things where we could see what resources we have available in terms of thermal energy.

**Dr. Whitham:** Mr. Chairman, very obviously the waste heat from electric plants is a resource that only in certain cases is being used effectively. Very often it is released into the environment and not used.

**Mr. Gurbin:** And from refineries and industrial . . .

**Dr. Whitham:** Oh yes. I would agree with you entirely.

I am not very clear. Would you like us to try to present you with a brief note on some of the opportunities of planning energy end-use from conventional and nonconventional?

**Mr. Gurbin:** I think it would be helpful. My impression of the magnitude of the resource is that it is significant. I think it would be useful to see whether that is true or false. It can make quite a difference in how we look at different opportunities. As a piece of information I think it would be helpful.

**Dr. Whitham:** Yes. I could give you some very clear information on that. It is, obviously, a very large amount of energy.

Perhaps one way, sir, of getting at this is to realize that the primary energy use in Canada is a certain figure. It is about 8.6 hexajoule, a complicated term. The secondary energy use is a lower figure.

For example, when you burn coal to get electricity, the secondary energy use must be considered. There is so much electricity but you are using up more energy because you are letting a lot of heat into the environment from the thermal station. This heat is wasted. So that difference between secondary and primary energy in Canada is currently a factor of approximately 30 per cent. So 8.6 goes down to approxi-

[Translation]

Permettez-moi de vous en donner un exemple. Il serait peut-être possible d'inventer une méthode de synthèse des combustibles qui, pour des raisons de rentabilité, de technique ou de risque, se baserait sur le gaz naturel, ce qui nous permettrait d'utiliser, au bout du compte, une plus grande partie de la biomasse. Si l'on décide du produit final, et dans ce domaine, le choix ne manque pas, on pourrait peut-être introduire, à un certain moment et progressivement, les sources d'énergie renouvelables et non renouvelables, afin d'en faire bénéficier l'ensemble de la société de notre pays.

D'ailleurs, il faut l'admettre, c'est la solution qui est de plus en plus adoptée par les experts en matière de planification énergétique. C'est pourquoi, dans une certaine mesure, j'ai essayé de vous convaincre, et certains de vos collègues pourraient se demander pourquoi, que l'on peut aborder le problème du point de vue de l'utilisation finale plutôt que des ressources. En effet, il existe bien des méthodes en matière de planification énergétique.

**M. Gurbin:** D'accord. Pour en revenir à la question, je pense qu'il nous serait utile à tous de voir quelles sont les sources d'énergie thermique dont nous disposons grâce aux centrales thermiques, nucléaires et autres.

**M. Whitham:** Monsieur le président, il est bien certain que la chaleur émanant des centrales électriques qui est gaspillée constitue une ressource qui, dans certains cas, pourrait être mise à profit. Très souvent, elle est lâchée dans l'atmosphère et elle n'est pas utilisée.

**M. Gurbin:** Et celle qui provient des raffineries, des usines . . .

**M. Whitham:** Bien certainement, je suis tout à fait d'accord avec vous.

Mais soyons clairs: désiriez-vous que nous vous présentions un aperçu de certaines des possibilités en matière de planification de l'énergie provenant de sources traditionnelles et non traditionnelles?

**M. Gurbin:** Je pense que cela serait très utile. J'ai l'impression qu'il y a en effet un énorme gaspillage et qu'il serait utile de voir si cela est vrai ou faux. Cela nous donnera une vue différente des diverses possibilités. A titre d'information, je pense que cela pourrait être utile.

**M. Whitham:** Oui. Je vous fournirai des renseignements précis à ce sujet. Les pertes d'énergie sont manifestement très considérables.

Pour vous donner peut-être une idée du problème, je vous dirai que l'utilisation de l'énergie primaire correspond au Canada à un chiffre précis, environ 8.6 hexajoules—le terme est compliqué. Pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie secondaire, elle est moins considérable.

Par exemple, lorsque vous faites brûler du charbon pour obtenir de l'électricité, vous devez tenir compte de l'utilisation de l'énergie secondaire. Il y a production d'une certaine quantité d'électricité, mais on consomme davantage d'énergie, puisque la centrale thermique dégage beaucoup de chaleur, gaspillée dans l'atmosphère. Au Canada, la différence entre la production d'énergie primaire et secondaire correspond actuel-

[Texte]

mately 6 hexajoule. And that means that there is about 30 per cent of energy produced in Canada in the consequence of looking for some product energy that is put to one side and not used.

**Mr. Gurbin:** My final question and then I will let somebody else have a chance here. I am interested in understanding how you would develop—the word I think is “biased” but that is maybe an unkind phrase—a certain position that you put forward on behalf of the Department of Energy, Mines and Resources. How would you in your own mind develop an attitude or an approach? Would that be a political direction or would it be on behalf of the information that you, in a purely scientific way, are able to divulge? And how much difference do you think that makes? I am asking for an opinion more than anything else because I think that is an important part of our discussion as well.

• 1625

**Dr. Whitham:** May I ask whether you are asking for an approach to renewables, or an approach to alternative fuels, or an approach to what?

**Mr. Gurbin:** I think they are not really different, to tell you the truth, because, as you say, if your approach to one is one way, then you obviously have to compensate in another way, but if you want to narrow it that way, your approach in oil substitution and the use of alternatives.

**Dr. Whitham:** The answer I would give to that would be that the present society we have is a very complex society, it does things in certain ways that have developed and uses energies in certain ways. It is used to having big car and it is used to having cars that you could pull up at a pump in the United States and get the same product as you get in Canada. There is a whole lifestyle that goes with the use of energy. I would say that what we see is an increasing realization that the portion of that that depends on liquid fuels is increasingly in serious trouble but that government is taking a whole variety of steps ranging from conservation, to substitution, to looking at new uses of old fuels; it has a whole pile of problems in seeing, in the years to come, where that will go.

Therefore, it has to put in place now certain policies and certain strategies. In 1978, some strategies were put in place in the conservation area that were dominated by the concept of biomass and the solar strategy to get a Canadian industry off the ground in a certain pattern and a certain R&D strategy. I think the situation is that these things are never static. It is now our responsibility to re-examine that and look at what has been happening in the world of technology to produce alternatives, such as: Is my perception of hydrogen correct or not correct or have technological changes affected this?

I think that somehow, inside the total energy process of the government, the scientists, the policy people, the economists try to bring their different perspectives to bear. They try to show options to government for the future, with these options

[Traduction]

lement à un facteur d'environ 30 p. 100. Le chiffre de 8.6 se ramène environ à 6 hexajoules. Il y a donc environ 30 p. 100 de l'énergie produite au Canada qui reste inutilisée.

**M. Gurbin:** Je poserai une dernière question; ensuite, je laisserai ma place aux autres. J'aimerais savoir comment vous allez formuler—mais le terme manque d'objectivité et n'est pas flatteur—la position que vous allez présenter au nom du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Quelle attitude ou méthode allez-vous, personnellement, adopter? S'agira-t-il d'une orientation politique ou allez-vous inspirer des renseignements purement scientifiques que vous pourrez divulguer? Y a-t-il une différence selon vous? Si je vous demande votre opinion, c'est parce que je pense que c'est là un point de repère important pour nos discussions.

**M. Whitham:** Votre question porte sur quoi, au juste? Notre position vis-à-vis des ressources énergétiques renouvelables, des combustibles de remplacement...?

**M. Gurbin:** En fait, je pense que cela revient au même car, vous l'avez dit vous-même, si on adopte une position dans un domaine, il faudra évidemment compenser d'une autre manière. Mais s'il faut préciser, je vous demande quelle est votre attitude à l'égard du remplacement du pétrole par d'autres sources énergétiques.

**M. Whitham:** Notre société actuelle est très complexe: nous avons adopté certaines méthodes et utilisé l'énergie de certaines manières. Le consommateur est habitué aux grosses voitures que l'on peut alimenter aux stations aux États-Unis, avec la même essence qu'au Canada. La consommation d'énergie entraîne tout un mode de vie. Or, on se rend compte de mieux en mieux que l'approvisionnement en combustibles liquides est gravement menacé mais les gouvernements adoptent toutes sortes de mesures allant de la conservation et du remplacement à l'utilisation de combustibles qui avaient perdu leur utilité. On peut s'attendre à avoir toute une série de problèmes à résoudre, dans l'avenir.

Le gouvernement doit donc élaborer de nouvelles politiques et stratégies. En 1978, certaines stratégies ont été mises en œuvre dans le domaine de la conservation qui étaient basées sur la biomasse et l'énergie solaire et visaient à faire démarrer l'industrie canadienne conformément à une orientation précise et à une stratégie en matière de recherche et de développement. Or, je crois que les choses changent, dans ce domaine, et aujourd'hui il nous faut réexaminer la question: voir quels ont été les progrès technologiques, présenter d'autres solutions et se demander, par exemple, si l'on a bien compris à quoi peut servir l'hydrogène ou si des changements techniques n'étaient pas, entre-temps, intervenus pour modifier la notion que l'on en a.

Je pense que de toute façon, dans le cadre global de l'énergie, le gouvernement, les hommes de science, les responsables des politiques et les économistes essaient tous de faire valoir leurs opinions différentes et proposent au gouvernement une



[Text]

providing, if you like, some variety of choice and, hopefully, having some number of degrees of freedom within them to accommodate to the political world.

I think that they are all constrained by general agreement about a number of things. I do not know anyone who would not say that combustion of biomass, and alcohols from biomass, represent a real opportunity for Canada that is going to grow and become quite appreciable. It already is appreciable. I think you will not get disagreement on that.

Where you get disagreement might be between the man who says: I would like to do that rather than pursue a nuclear option. It is the balance problem all the time. It seems to me that is where you get disagreement.

The role of government, it seems to me, has to be to decide within the set of technological, economic, institutional and social barriers or constraints, that the role of government has to be to make some choices and set some directions for the future.

You say, what is my personal view? My personal view has to be that my position is to try, with my staff, to give advice in these fields that brings forward the appropriate options and gives both the benefits and, if they will receive them, the disbenefits of a particular technology. I think it is no good telling the public, for example, that methanol will solve everything unless you point out that on current cars you cannot stop them in cold weather.

**Mr. Gurbin:** Then you do recognize the developing change of the art, too? I think that is an appropriate principle.

**Dr. Whitham:** Yes, sir. If I did not say that, I would have done so. I tried to say, I think, that the whole situation, the whole ethos of energy policy is a very evolving one. And I think it is evolving even more actively in the non-renewable and non-conventional alternative fuel area than it is in the more classical conventional fuel areas.

• 1630

**M. Gurbin:** Thank you. I will pass for now and come back.

**The Chairman:** Thank you, doctor. Mr. Rose, please.

**Mr. Rose:** Thank you, Mr. Chairman. I too would like to add my thanks for a very comprehensive paper; it is very helpful to some of us who are not that deeply aware of the various contributions of alternative strategies and sources.

My questions are probably going to be quite general. This is really our first formal session and I think a lot of us here have a great deal to learn and certainly are going to be helped and guided by experts in the field. The last questions, though, intrigued me as to whether, as an assistant deputy minister you respond to your minister, or he responds to you. We always hear about the tail—the bureaucracy—wagging the dog. I do not expect you to answer that question and condemn yourself out of your own mouth. But that is always an interesting aspect of all this sort of thing.

[Translation]

série de choix pour l'avenir qu'il lui incombera ensuite, avec une certaine latitude, espérons-le, d'intégrer au monde politique.

Je pense que tout le monde s'entend sur un certain nombre de points. Personne ne niera, par exemple, que la combustion de la biomasse et des alcools que l'on en retire présente de grandes possibilités avantageuses pour notre pays. Déjà, elles sont appréciables, et je pense que tout le monde est d'accord là-dessus.

Mais là où il y aura peut-être désaccord, c'est entre ceux qui choisiront une solution autre et les partisans du nucléaire. Encore une fois, on en revient à la question de l'équilibre. C'est là, à mon avis, qu'il y a désaccord.

Le gouvernement devra intervenir et décider, en tenant compte des obstacles techniques, économiques, institutionnels et sociaux, des choix et des orientations pour l'avenir.

Vous m'avez demandé mon avis personnel? Je m'efforcerai, avec l'aide de mon personnel, de donner des conseils dans ces domaines et de présenter les options qui conviennent et de décrire les avantages, et si l'on veut les accepter, les inconvénients de certaines techniques. Il ne servirait à rien de dire au public, par exemple, que le méthanol est la panacée en lui cachant que si l'on en remplissait le réservoir des voitures actuellement sur le marché, on ne pourrait pas arrêter le moteur par temps froid.

**M. Gurbin:** Vous admettez donc que les techniques évoluent aussi? Je pense qu'il s'agit là d'un bon principe.

**M. Whitham:** Oui, monsieur, j'aurais dû le mentionner. Ce que je voulais dire, en fait, c'est que tout le contexte entourant la politique énergétique est en pleine évolution. Je pense que l'évolution est encore plus intense dans le domaine des ressources énergétiques non renouvelables et non traditionnelles de remplacement que dans l'autre.

**M. Gurbin:** Merci. Je reprendrai la parole plus tard.

**Le président:** Merci. A vous, monsieur Rose.

**M. Rose:** Merci, monsieur le président. Je tiens, moi aussi, à adresser mes remerciements pour le document extrêmement exhaustif et utile à ceux d'entre nous qui ne sommes pas fort au courant du rôle joué par les sources d'énergie de remplacement et les stratégies dans ce domaine.

Mes questions seront probablement un peu générales. Nous en sommes en fait à notre première séance officielle et je pense que bon nombre d'entre nous ont encore beaucoup à apprendre et seront certainement aidés et guidés par les experts en la matière. Pour ce qui est de la dernière question, je me suis demandé si vous aviez répondu à votre ministre à titre de sous-ministre adjoint ou si c'était lui qui vous avait répondu. Pour reprendre une image anglaise, on dit toujours que c'est la queue—en l'occurrence la bureaucratie—qui fouette le chien et pas le contraire. Par conséquent, je ne m'attends pas à ce que vous répondiez à ma question et à ce que vous vous condam-

[Texte]

Since you mention in several places—almost you seem to protest too much—including towards the end of the paper that the federal government is committed to major policy and initiatives in conservation.

I ask what when and how much?

I look on certain pages here and I find that you are stealing money from one program and giving it to another. You have programs that you list here on page 13 and there is nothing done yet. There is another on the same page, the ENFOR program. Out of \$14 million you spent only \$3.7 million.

The renewable energy people have vilified you as being committed really to an off-oil policy rather than a conservation policy. It looks to me, in terms of your various spending initiatives over the past few years, that they may have a point there. I wonder if you would comment briefly on what I have said.

**Dr. Whitham:** Well, Mr. Rose, I would like to comment on one or two of the items. With regard to the remarks you made about the spending in terms of the programs announced in 1978, I think I should point out that where, for example, we pointed out under the fire program it was \$104 million, this was planned, I think, for expenditure over five fiscal years. The details are given here. And when we say we have spent only \$20 million, actually that is the budgetary planned expenditures to date.

I think the same thing applies in the ENFOR program so the \$3.7 million as of the date of this particular thing was the planned program. I hope I have not misled you, but the sum of money was the total allocated over a number of years. Therefore, my comment on this is that I hope there is no misunderstanding that the lower sums of money often indicate expenditures to date. The total amount of money for the program is the item that I usually put at the beginning.

The second remark I would like to make relates to what you said about the department appearing to be committed to an off-oil policy and not a conservation policy. I think the department is committed to both; conservation and off-oil are complementary portions of departmental policy.

**Mr. Rose:** Some people would be concerned I think, doctor, about the priorities, and you alluded to this as well. You said that it is cheaper. The best source at the moment in terms of saving a barrel of oil is through conservation. I am intrigued; I would like to see the budget figures for conservation. I do not see them. I do not know of any, you know, precisely.

I was told, for instance, at one time that the temperature in the winter in our cities is about two to three degrees higher

[Traduction]

niez par vos propres paroles, mais c'est toujours intéressant de constater ces choses-là.

Vous avez mentionné à plusieurs reprises—d'ailleurs, vous semblez l'affirmer beaucoup trop, y compris à la fin du document—que le gouvernement fédéral s'est engagé à adopter d'importantes mesures politiques en matière de conservation.

Je voudrais bien savoir en quoi elles consistent, et à quel moment il en a décidé et ainsi et combien cela va nous coûter?

Je jette un coup d'œil sur certaines pages du document et je constate que vous puissiez carrément dans un programme pour en financer un autre. Vous nous en présentez une liste à la page 13 et rien n'est encore fait jusqu'à présent. A la même page, vous nous parlez du programme ENFOR pour lequel on avait prévu un budget de 14 millions de dollars et auquel on n'a consacré que 3.7 millions de dollars.

Les avocats des formes d'énergie de remplacement vous ont critiqué en vous accusant d'avoir proposé une politique qui évite l'exploitation du pétrole mais qui n'est pas une politique de conservation. Si je m'en réfère aux différentes dépenses enregistrées ces dernières années, il me semble que leur argument est peut-être justifié. Pourriez-vous nous donner brièvement votre avis à ce sujet?

**M. Whitham:** Eh bien, monsieur Rose, je vais reprendre une ou deux des questions que vous avez soulevées. En ce qui concerne vos observations à propos des dépenses dans le cadre des programmes annoncés en 1978, je vous ferai remarquer, par exemple, que pour le programme des incendies d'un budget de 104 millions de dollars, il s'agissait de dépenses échelonnées, si je ne me trompe, sur cinq exercices financiers. Vous en trouverez les détails dans le document. Lorsque nous disons n'avoir dépensé que 20 millions de dollars, cette somme correspond au budget prévu jusqu'à présent.

Il en va de même pour le programme ENFOR; les 3.7 millions de dollars qui y ont été alloués jusqu'à présent, coïncident bien avec ce que nous avions prévu. J'espère bien ne pas vous avoir induit en erreur mais ce montant correspond au budget total alloué à ce programme pendant un certain nombre d'années. Nous éviterons tout malentendu en précisant que les montants moindres correspondent souvent aux dépenses engagées jusqu'à présent tandis que l'ensemble du budget consacré au programme est en général indiqué au début.

Deuxièmement, vous avez dit qu'apparemment le ministère semble se consacrer à une politique de remplacement du pétrole et non pas à une politique de conservation. Or, moi je prétends qu'il déploie ses efforts dans les deux directions et qu'il s'agit de politiques complémentaires pour le ministère.

**M. Rose:** D'aucuns se préoccupent peut-être des priorités auxquelles vous avez fait allusion. Vous avez dit que cela reviendrait meilleur marché. Pour le moment, seules des économies d'énergie nous permettraient d'éviter de consommer du pétrole. Je serais curieux de connaître les crédits affectés à la conservation. On n'en parle pas. Je ne connais aucun chiffre précis.

On m'a dit, par exemple, à un certain moment, que la température en hiver dans nos villes est d'environ deux degrés



[Text]

than in the suburbs because of leakage through windows and doors. Are there any building code alterations that you have recommended, and are they in operation?

**Dr. Whitham:** I can answer the question. First of all, there is a set of what I believe are called "measures"—improved measures for insulation. This is essentially a portion of a building code which would provide much improved building-insulation standards. This, I believe, is recognized now as part of the Federal Building Code, but the responsibility for the adoption of a building code is a provincial responsibility and, if you ask me, I do not believe that any provinces so far formally adopted what is called the measures portion of the building code, which deals with energy conservation.

• 1635

**Mr. Rose:** Most of those by-laws are really by-laws of adoption, are they not, from a federal source? That is usually where they come from.

**Dr. Whitham:** That is right. This document does exist; the measures document does exist.

**Mr. Rose:** You have produced the measures document.

**Dr. Whitham:** Oh, yes. It exists. But it has not been formally adopted by cities or provinces as part of the national building . . .

**Mr. Rose:** According to this report, a former colleague of yours, Harry Swain, now in British Columbia—new director general of energy conservation—says:

The (federal) government is really profoundly missing the boat on major opportunities in conservation, both through inattention to existing programs, lack of attention to what might be done yet, and most importantly, lack of action on the price of oil and oil products . . .

Would you care to comment on that? Is it a bad rap?

**Dr. Whitham:** Mr. Swain used to be a public servant in our department, sir, as you probably know. I think it would be incorrect to say there is inattention to existing programs. I think the existing conservation programs are being maintained. An attempt is being made to ensure their continuing efficiency and effectiveness.

I think the third part of Mr. Swain's comment as a comment I prefer not to comment on. It relates to the government's policies on pricing.

The second part of the question was a claim that the government was missing opportunities to get into new conservation areas. I think the only comment I can make on that is I understand the Minister of Energy, Mines and Resources has indicated that if there is a possibility of some improved revenues, there may then be the possibility of some improved or enhanced conservation programs.

**Mr. Rose:** Sir, you told us in your delivery here, at some point—and I have lost the page—investment in the various sources of energy today. I think you provided that, but I do not have the page number. I wonder if sometime you could provide us with an estimate of what they should be. We know what

[Translation]

plus élevée qu'en banlieue à cause des pertes de chaleur par les fenêtres et par les portes. Avez-vous recommandé des modifications au code du bâtiment et sont-elles appliquées?

**M. Whitham:** Je vais répondre à la question. Tout d'abord, il existe un ensemble de mesures, comme on les appelle, d'amélioration des conditions d'isolation. Il s'agit essentiellement d'une partie du code de la construction qui permettrait l'adoption de meilleures normes d'isolation dans la construction. Cela fait, je crois, partie intégrante aujourd'hui du code fédéral de la construction mais c'est aux provinces qu'il incombe d'adopter un code à cet égard. Or, je pense que jusqu'à présent, aucune province n'a officiellement adopté la partie du code de la construction traitant des mesures en matière de conservation de l'énergie.

**M. Rose:** La plupart des règlements municipaux ont en fait été repris et proviennent du gouvernement fédéral, n'est-ce pas? C'est habituellement le cas.

**M. Whitham:** C'est exact, mais le document portant sur les mesures existe bien.

**M. Rose:** C'est vous qui l'avez publié.

**M. Whitham:** Oh, oui; il existe mais n'a pas encore été officiellement adopté par les villes ou les provinces en tant que partie intégrante du code nationale de . . .

**M. Rose:** D'après le rapport, un de vos anciens collègues, M. Harry Swain qui a été nommé directeur général à la conservation de l'énergie de la Colombie-Britannique a déclaré:

Le gouvernement (fédéral) laisse actuellement échapper les vastes possibilités en matière de conservation en négligeant les programmes actuels, en ne prêtant pas attention à ce qui pourrait encore être entrepris et, ce qui est plus grave encore, en ne tenant pas compte du prix du pétrole et de ses dérivés . . .

Qu'en pensez-vous? Est-ce là une critique par trop brutale?

**M. Whitham:** Vous savez, fort bien monsieur, que M. Swain était fonctionnaire de votre ministère. Il serait injuste de reprocher au gouvernement son insouciance des programmes en vigueur et je pense que les programmes de conservation existants sont appliqués. On veille d'ailleurs à ce qu'ils restent efficaces et rentables.

Pour ce qui est de la troisième partie de l'observation de M. Swain, je préfère ne pas me prononcer. Elle porte sur les politiques de prix du gouvernement.

Il prétend que le gouvernement rate les possibilités qui lui sont offertes dans de nouveaux domaines de conservation. Je me contenterai de dire que, sauf erreur de ma part, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a bien déclaré que s'il était possible d'accroître les recettes, il serait alors possible de présenter des programmes améliorés et plus dynamiques de conservation.

**M. Rose:** Monsieur, vous parlez dans votre document, j'ai d'ailleurs oublié à quelle page c'était, des investissements effectués aujourd'hui dans le domaine des différentes sources d'énergie. Vous en avez bien parlé, mais je ne me souviens pas du numéro de la page. Pourriez-vous nous donner une estima-

[Texte]

they are; but what should they be, according to EMR? That would be kind of helpful, I think, because it is obvious we need some leadership in this field, and to tell us what is happening now is not necessarily telling us, in terms of what should happen. Could I ask you to consider that?

**Dr. Whitham:** Could I question you, sir . . .

**Mr. Rose:** Certainly.

**Dr. Whitham:** . . . just to be sure I understand this. It relates to the other question asked of me earlier. It becomes a problem, as I see it, of is it the role of a public servant to produce a prescriptive account, which sort of circumscribes the alternatives? I think I would be more comfortable in giving you some range possibilities rather than a single prescriptive account, if this would be satisfactory, because I am not sure it is the role of the public servant to do that.

**Mr. Rose:** Well, do whatever is consistent with your role, sir. I do not want to put you in some sort of corner that is inappropriate.

I wanted to ask you something else. On page 28 you talked about the various moneys spent on various forms going back from 1976, 1977, and so on. We had the oil prices from 1972 onward—that is where the major push would have started. Maybe it took a while for us to realize that, and maybe you just did not have room for the figures going back that far. But on page 28 you list some various investments in R&D budgets for the various things. First of all, for biomass, you say on page 29, \$7 million last year. Right?

**Dr. Whitham:** Yes.

**Mr. Rose:** Yet \$105 million for nuclear. That is why I was asking about priorities of investment.

The other thing I wanted to ask you about was oil; fossil fuels. These are simply R&D budgets. They do not include something like, what, \$10 billion in tax write-offs and incentives.

**Dr. Whitham:** These are strictly R&D budgets.

**Mr. Rose:** So regardless of what we see here in investment, figures in R&D, in fact, the fact, the prioritizing of the government's intentions in investments through various ways besides R&D is not really highlighted or revealed by these figures, is it?

**Dr. Whitham:** If I may, sir, I would like to explain the basis of these figures. I was asked by Mr. Clay to try to produce some information on energy R&D, but rather than to selectively pick out the renewable energy, I thought the easiest thing to do was to ask the Office of Energy Research and Development, to put together a table showing it within a

[Traduction]

tion de ce qu'ils devraient être? Nous en connaissons le montant mais quel devrait être celui fixé par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources? Cela pourrait nous être utile, je crois, car il est clair que nous avons besoin de quelqu'un qui prenne l'initiative dans le domaine et si vous nous donnez les chiffres actuels, cela ne nous révèle nécessairement pas les objectifs visés. Pourriez-vous répondre à cette question?

**M. Whitham:** Pourrais-je vous poser une question, monsieur . . .

**M. Rose:** Assurément.

**M. Whitham:** . . . pour être sûr que j'ai bien compris. Elle est liée aux autres questions qui m'ont déjà été posées. Il s'agit de se demander, à mon avis, si les fonctionnaires sont chargés de présenter un aperçu de la situation concernant toutes les possibilités. Il serait beaucoup plus facile de vous présenter une série de possibilités plutôt que de vous en fournir un aperçu normatif, si cela vous convient, parce que je ne suis pas sûr que c'est là le rôle qui incombe à un fonctionnaire.

**M. Rose:** Bon, alors, faites ce qui paraît conforme à votre rôle, monsieur. Je ne voudrais pas vous mettre mal à l'aise.

Autre question: A la page 28, vous parlez du budget consacré à différentes formes d'énergie depuis 1976, 1977, etc. Nous avons assisté à l'augmentation du prix du pétrole à partir de 1972, qui a déclenché la hausse en spirale. Peut-être qu'il nous a fallu un certain temps pour nous en rendre compte et peut-être aussi n'avez-vous pas eu suffisamment de place pour inscrire les chiffres remontant aussi loin. De toute manière, à la page 18, vous dressez la liste des crédits affectés à la recherche et au développement pour les différentes formes d'énergie. Tout d'abord, pour la biomasse, à la page 29, vous citez le chiffre de 7 millions de dollars pour l'année dernière. C'est bien cela?

**M. Whitham:** Oui.

**M. Rose:** Mais il y a aussi 105 millions de dollars pour l'énergie nucléaire.

J'en reviens à la question au sujet des priorités en matière d'investissement. Mon autre question porte sur le pétrole et les combustibles fossiles. On parle uniquement des crédits affectés à la recherche et au développement qui ne comprennent pas, par exemple, les 10 milliards de dollars en amortissements et stimulants fiscaux.

**M. Whitham:** Il s'agit essentiellement des budgets consacrés à la recherche et au développement.

**M. Rose:** Donc, quels que soient les crédits affectés à la recherche et au développement, ces chiffres ne nous montrent pas les priorités du gouvernement sur le plan des investissements dans différentes méthodes, mis à part pour la recherche et le développement, n'est-ce pas?

**M. Whitham:** Si vous me le permettez, monsieur, je vais vous expliquer comment on en est arrivé à ces chiffres. M. Clay m'a demandé de lui fournir des renseignements sur la recherche et le développement dans le domaine de l'énergie. Plutôt que de choisir spécialement les ressources énergétiques renouvelables, j'ai pensé que la façon la plus simple de procé-



[Text]

variety of tasks. You point out that there is a very large amount of money under the heading of Nuclear Energy as compared to under, say, Biomass, but I think you must realize that these were not new funds. These were a description of a situation that was then . . . Some new funds were added to it; it developed in this way. And, of course, the nuclear money there, the bulk of it, covers the operations of the Chalk River laboratories, which were in existence prior to that time.

• 1640

**Mr. Rose:** Sir, you will agree, though, it does indicate the government's priorities. If they spend so much on R&D, a figure that you give here, and I do not doubt the figure at all, it indicates the priorities. If they allow a write-off for certain oil companies to dig around on the frontier oil, capital cost allowances, superdepletion allowances, it indicates a priority. I think we have less than the full picture when we see only this. I am not suggesting that you are misleading us. You are telling us what these are. I would just like to emphasize that for myself and whoever else might be listening.

Do we have a time limit on this? I do not want to hog the floor.

**The Chairman:** I would suggest not over 10 minutes for the first round, Mr. Rose, and then we can come back to you.

**Mr. Rose:** How am I doing? I have 15 already, have I?

**The Chairman:** We will let you finish your question.

**Mr. Rose:** You should never have said that.

**The Chairman:** This is only a trial. We will see how you do today.

**Mr. Rose:** All right, okay. I promise to be reasonably circumspect.

You mentioned a couple of times, sir, about the predicted growth of various things. You mentioned, for instance, that hydroelectricity was going to grow by 100 per cent, although it was going to shrink in proportion downward from its 25 per cent of our total energy package. Is that not so? Then you said that truck traffic is going to grow. While it may be a policy decision in general, it is a little bit frightening that we are going to have to flood every valley to increase our demand for electricity, and there does not seem to be any concern. I think it is going to be a concern of the committee.

Why does truck traffic have to grow? Why do any energy demands at all have to grow in the way that you outlined? I know these are predictions, but I am told that the Swiss and the British and the Germans use only one half of the energy that we use. I know the situations are not parallel; the distances are shorter, although the countries are sometimes just as cold. Could you answer me that very general question, because I am interested in your attitude towards that. I think

[Translation]

der était de demander au Bureau de la recherche et du développement en matière d'énergie de préparer un tableau indiquant plusieurs tâches. De votre côté, vous faites remarquer qu'il y a un montant d'argent considérable prévu au titre de l'énergie nucléaire par rapport à celui qui est prévu au titre de la biomasse, mais je vous ferai remarquer qu'il ne s'agit pas là de fonds nouveaux. Il s'agit de la situation qui existait à une certaine époque . . . Il y a eu des fonds d'ajoutés depuis. Il ne faut pas oublier non plus que le gros de ces fonds concerne les opérations des laboratoires de Chalk River qui existaient bien avant l'époque dont nous parlons ici.

**M. Rose:** Vous admettez cependant que c'est une indication de la façon dont le gouvernement établit ses priorités? Ces chiffres qui ont trait à la recherche et au développement, je ne les mets aucunement en doute, indiquent les priorités du gouvernement. Si le gouvernement accorde des amortissements à certaines sociétés pétrolières pour leur permettre de chercher du pétrole dans les régions éloignées, s'il leur accorde des déductions pour amortissements, des superdéductions pour épaissements, il montre son jeu. Nous n'avons pas devant nous tous les faits lorsque nous n'avons que ceux-ci. Je ne dis pas que vous voulez nous induire en erreur. Vous nous dites ce que sont les chiffres pour telle et telle chose. Je tiens à ce que ce soit bien clair dans mon esprit et dans celui des autres aussi.

Sommes-nous illimités dans nos questions? Je ne voudrais pas accaparer tout le temps du Comité.

**Le président:** Je vous prie seulement de ne pas dépasser dix minutes au premier tour, monsieur Rose. Nous reviendrons à vous.

**M. Rose:** Où en suis-je? J'ai déjà eu 15 minutes?

**Le président:** Nous allons vous laisser terminer votre question.

**M. Rose:** Vous n'auriez jamais dû dire cela.

**Le président:** Ce n'est qu'un essai. Nous allons voir comment vous vous conduisez aujourd'hui.

**M. Rose:** Bon. Je vous promets d'être circonspect.

Vous avez parlé deux ou trois fois de la croissance prévue de telle ou telle chose. Vous avez dit, par exemple, que l'énergie hydro-électrique allait croître de 100 p. 100, quoique cette part de toute l'énergie produite allait diminuer mais allait baisser en dessous de 25 p. 100. C'est bien ce que vous avez dit? Vous avez affirmé aussi que la circulation des camions allait augmenter. C'est peut-être une décision politique, mais il est plutôt inquiétant de constater que nous allons devoir inonder toutes nos vallées pour satisfaire à notre demande d'électricité. Pourtant certains, cependant, ne semblent pas tellement s'en faire. Le Comité, pour sa part, devra bien s'en occuper.

Pourquoi la circulation des camions doit-elle augmenter? Pourquoi la demande d'énergie doit-elle s'accroître dans la mesure que vous avez indiquée? Je sais qu'il s'agit seulement de prévisions, mais je sais aussi que les Suisses, les Britanniques et les Allemands n'utilisent que la moitié de l'énergie que nous utilisons. Je sais que leur situation ne se compare pas en tout point à la nôtre; les distances sont moindres, mais leur climat n'est pas plus chaud que le nôtre. Pouvez-vous répondre

[Texte]

we cannot just take a prediction like that and let it go unchallenged.

**Dr. Whitham:** Mr. Rose, I think you would be quite right to challenge it. Many of these energy predictions are based on various kinds of modelling, and the models, as you well know, build into them a number of assumptions. Essentially, some of the general statements here have built into them the concept that in general the total growth of energy use will hopefully not exceed something of the order of 2 per cent per year. That does not mean to say that it would be uniformly across all products in the same way. And there is no formal agreed estimate; that is, one estimate that sits within the present econometric range. It then leads to certain conclusions. Rather than putting no figures down, I have put down some figures which lie within the range of estimates that one sees from econometric models.

The second point you made was the question of our total energy usage, sir. I think then if you wish we could get someone to give a clear breakdown on this. The position we adopt is that if we compensate for degree days of coolness, in other words, our climate, and if we make some other slight compensations, then we are not that badly out of line as the gross IEA figures suggest we would be; that if you make compensations, then we are not such an enormously large energy-user as the apparent simple figures indicate. That is the second problem. In respect of the third one, on trucks, perhaps I have been misunderstood. The point we were trying to make is that the movement of diesel into the question of the transportation mode, the question of recreational traffic perhaps becoming more efficient in use, the introduction of diesels into the light field means that the diesel gasoline mix will probably change in our modelling within the year 2000. I am sorry if I misled you on that.

• 1645

**Mr. Rose:** That is fine.

**Dr. Whitham:** That is what the document is trying to say.

**Mr. Rose:** My final question: Would you give me an estimate, or is one of your colleagues able to give us an estimate of the effectiveness of price as a rationing device?

**Dr. Whitham:** I do not think I could give you an estimate of the effectiveness of price as a rationing device, Mr. Rose. There is correspondence in economic and technical journals on the matter producing some very different results, and I certainly could not give you an EMR opinion on that.

**The Chairman:** Doctor, I agree with you; it is not a fair question to ask.

**Mr. Rose:** I agree with you, too, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Mr. MacBain.

**Mr. Gurbini:** Just for clarification on the question Mr. Rose asked—I do not mean to interrupt the line of questioning here—you say that some assumptions were made that we were

[Traduction]

à cette question assez générale? Je suis curieux de savoir quelle est votre attitude. Je ne voudrais pas que des prévisions comme celles-là passent inaperçues.

**M. Whitham:** Vous avez raison de les mettre en doute, monsieur Rose. Plusieurs de ces prévisions touchant la demande d'énergie s'inspirent de modèles, et ces modèles, vous le savez bien, partent d'hypothèses bien précises. Elles partent du principe général que la croissance totale de la demande d'énergie ne doit pas dépasser 2 p. 100 par an. C'est du moins ce qu'on espère, ce qui ne veut pas dire que ce pourcentage reste uniforme pour tous les produits. Il n'y a pas d'estimation officielle sur laquelle tout le monde s'entende, il n'y a pas d'estimation précise qui entre dans le cadre économétrique. Il y a seulement certaines conclusions qui s'imposent. Plutôt que de ne citer aucun chiffre, j'ai décidé d'en indiquer quelques-uns qui se rapprochent d'estimations portant sur certains modèles économétriques.

Vous avez parlé de notre utilisation totale d'énergie. Nous pouvons vous donner une explication claire et limpide à ce sujet. L'attitude que nous adoptons consiste à compenser pour les jours-degrés de froid, en d'autres termes, pour notre climat. Avec certaines autres petites compensations, nous arrivons à un chiffre qui n'est pas tellement éloigné de ceux de l'AIE. Nous ne sommes donc pas des utilisateurs d'énergie aussi gourmands que les simples chiffres semblent indiquer. Voilà pour le deuxième problème. En ce qui concerne le troisième, le camion, j'ai l'impression d'avoir été mal compris. Nous avons simplement essayé de signaler le fait que la tendance au carburant diesel dans les transports, pour les véhicules de récréation, en vue de les rendre plus efficaces, l'introduction du carburant diesel pour les véhicules légers signifie que la part de ce carburant va changer dans nos modèles d'ici l'an 2,000. Je vous prie de m'excuser si je vous ai induit en erreur à ce sujet.

**M. Rose:** Très bien.

**M. Whitham:** C'est ce qu'essaie de faire comprendre le document.

**M. Rose:** Une dernière question. Pouvez-vous, ou l'un de vos collègues peut-il nous donner une opinion sur l'efficacité des prix comme mécanisme de rationnement?

**M. Whitham:** Je ne peux pas vous donner une opinion de l'efficacité des prix comme mécanisme de rationnement, monsieur Rose. Les lettres envoyées aux publications économiques et techniques sur le sujet donnent des résultats très différents. Je ne suis pas en mesure de vous donner l'opinion du ministère à ce sujet.

**Le président:** J'en conviens avec vous; il est injuste de vous poser la question.

**M. Rose:** Vous avez parfaitement raison, monsieur le président.

**Le président:** Monsieur MacBain.

**M. Gurbini:** Je voudrais une précision au sujet d'une question qu'a posée M. Rose. Je ne veux pas interrompre la discussion. Vous avez dit que certaines hypothèses tendent à prouver que



[Text]

not really as bad energy users as we seem to be. What was that assumption? I did not quite understand that?

**Dr. Whitham:** I do not have this with me, but an analysis has been conducted, using OECD statistics, of the bold claim that our per capita use of energy appears to be the second worst in the western world, the worst being Luxembourg, which has a low population and a very high density steel industry. An attempt has been made to look at the OECD figures, make corrections for what the losses are in your production of energy, the different, for example, efficiencies applied to hydroelectricity than electricity produced from coal. These calculations, which I have seen but I do not carry in my head, have been made and then corrected. It is rather like an oil company delivering fuel oil based on the degree they contract, and it is then corrected for climatic considerations. Rather than give you incorrect information on the net results I would like, if possible, to get a summary for your staff. But I believe they show we are still of course a fairly substantial user but we are relatively not becoming as profligate as the original unprocessed figures indicate.

**Mr. Gurbin:** That is really an interesting point because that is apparently the basis that Mexico was not going to consider us for more export . . .

**Dr. Whitham:** I have no comment on that.

**The Chairman:** Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Doctor, I do have a grave concern but it is not with the sources for renewable fuel, it is not with the technology that is required to bring them into production, and it is not with the economics, because I think the economics is not the dominant factor. I think the supply is. My limited study of this matter of energy leads me to believe that if we wanted to change today from one fuel to another, even if we had the economics, the source and the technology, we are looking at probably 10 years to change substantially from one liquid fuel or at least a power fuel to another. What worries me is that we are behind Brazil in biomass, we are behind France in tidal, we are behind South Africa in changing coal to gasoline, and we could go on and on. I can understand that when you have a federal system it is much more difficult to get the co-ordination. I was at the biomass institute meeting in Winnipeg last week. The best way to explain the biomass industry in Canada today, and the doctor to my left can disagree with me if he likes, would be complete disarray.

**Mr. Clay:** I am probably to your right but I will agree with you.

**Mr. MacBain:** Sitting physically to my left but otherwise to my right. I think if we wanted to use one word after it—or two words: absolute disarray. The academics did not know what the industry was doing; the industry did not know what the research councils were doing; the research councils did not know what the federal government was doing; the provincial government did not know what the federal government was

[Translation]

nous ne sommes pas des consommateurs d'énergie aussi gourmands que certains voudraient le faire croire. Quelles sont ces hypothèses? Je n'ai pas très bien compris.

**M. Whitham:** Je n'ai pas les chiffres en main, mais je sais qu'une étude a été faite, à partir des chiffres de l'OCDE, sur le fait que notre consommation d'énergie per capita serait la deuxième pire du monde occidental, la pire étant celle du Luxembourg, qui compte une très faible population et qui a une industrie sidérurgique très développée. On a essayé d'examiner les chiffres de l'OCDE en compensant pour les pertes dans notre production d'énergie, les divers niveaux d'efficacité, par exemple, entre l'énergie hydro-électrique et l'électricité produite à partir du charbon. Les chiffres corrigés ont été établis, quoique je ne les connaisse pas par cœur. C'est un peu comme une compagnie qui livre du mazout selon un degré prévu par contrat. Le contrat est corrigé selon les conditions climatiques. Plutôt que vous donner maintenant des chiffres inexacts, je préférerais préparer un résumé et le remettre au personnel du comité. Je pense que de toute façon les chiffres indiquent que nous consommons pas mal d'énergie quoique pas autant que les premières données, non révisées, le laissent croire.

**M. Curbin:** C'est intéressant puisque c'est, semble-t-il, une des raisons invoquées par le Mexique pour nous refuser des exportations accrues . . .

**M. Whitham:** Je ne puis rien dire là-dessus.

**Le président:** Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Ce ne sont pas les ressources énergétiques renouvelables qui m'inquiètent, non plus que les moyens techniques requis pour leur mise en valeur ou encore le financement. Ce n'est pas le financement qui est l'élément le plus important. C'est l'approvisionnement. Mon étude sommaire de la situation me fait penser que si nous voulions passer d'une forme de carburant à une autre, étant entendu que la chose serait rentable et que les moyens techniques existeraient, il nous faudrait probablement 10 ans pour y arriver. Il faudrait tout ce temps pour passer d'une forme de combustible à une autre. Nous traînons derrière le Brésil pour ce qui est de la recherche dans l'énergie à partir de la biomasse derrière la France pour ce qui est de la recherche en matière d'énergie marémotrice, derrière l'Afrique du Sud, pour ce qui est de la conversion du charbon en pétrole et la liste continue. Je sais qu'en régime fédéral il est plus difficile d'arriver à la coordination nécessaire. J'étais à une réunion sur l'énergie provenant de la biomasse à Winnipeg la semaine dernière. L'industrie à ce niveau au Canada, le témoin à ma gauche n'est peut-être pas d'accord, est totalement désorganisée.

**M. Clay:** Je suis plutôt à votre droite, mais je suis d'accord avec vous.

**M. MacBain:** D'accord, il est assis à ma gauche, mais autrement à ma droite. Ce serait la façon de la décrire: totalement désorganisée. Il ressort de la réunion que les hommes de science ne sont pas au courant de l'existence de l'industrie, que l'industrie ne sait pas ce que font les divers conseils de recherche, que ces derniers ignorent les contributions du gouvernement fédéral à ce niveau, que le gouverne-

## [Texte]

doing and Energy, Mines and Resources did not seem to be sitting too close to the NRC.

• 1650

Then I met for lunch with another group on energy with regard to natural gas and spoke to an expert in the natural gas field, and we discussed the question of crisis. We can solve the problem, as I see it, either two ways. We can have an absolute crisis; either we will have it by Russia's moving in on the Middle East fully, or we could do it artificially, of course, by refusing to take any offshore oil; we could get our crisis that way. If we did that, the problem you have is certainly you would see things start to move, and we would not be sitting as comfortably as we are, discussing them this afternoon, but we would still be stuck with my time-frame. You can correct me if I am wrong, but to move from one basic type of power fuel to another I say would take ten years, in an emergency maybe five, under our present system.

I think we have to have co-ordination of our source materials, of the research and development, the technology distribution, which is not taking place, pilot plants, financing, the infrastructure and production, and probably other areas I have missed in trying to save time. Now, that co-ordination is not taking place in the biomass area, and I hasten to guess it is not taking place anywhere else. I am greatly concerned that the crisis will be upon us before we can act.

Now, I discussed this with my friend—I will not mention his name; it would be well known to you in the natural gas industry—and he says the problem is that the crisis is not perceived by the people. Therefore, you as a government, or you as part of a government, cannot move as quickly to get the co-ordination he and I agree is necessary to save us from the crisis, because the people do not perceive the crisis.

I do not know, but my thinking is that the people in my area may be ahead of the people like myself, and I use myself as a member of Parliament at least, and as a leader of the people. I think the people are leading the governors in this field. They do perceive the emergency or crisis that is looming, and they will be prepared to take a stronger attack on new energy sources than we will get if we keep going the way we are going, because if you were at The Biomass Energy Institute meeting, you would see there is absolutely no co-ordination. One person is doing one thing, as I said, one person another, and no one else is aware of what is happening.

Basically, we are going helter-skelter. There is no energy strategy, no energy program. There is some good work being done by National Research Council, which was pointed out to us, either by themselves or by people they hired to do it. There is a little happening at a private plant in Nova Scotia, but no one is taking a crisis position and saying we have a crisis, or we are about to face a crisis and we have got to co-ordinate our efforts 100 per cent.

## [Traduction]

ment provincial ne sait pas ce que fait le gouvernement fédéral et que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources ne semble pas maintenir des liens très étroits avec le CNR.

Au cours d'un lunch, j'ai rencontré un autre groupe s'intéressant à la question du gaz naturel. Je me suis entretenu avec un expert dans ce domaine. Nous avons parlé de situation de crise. Nous pourrions régler le problème de deux façons, selon moi. Nous pouvons nous trouver devant une crise véritable, par exemple, si la Russie envahit tout le Moyen-Orient. Nous pouvons également nous retrouver devant une crise artificielle si nous refusons d'importer du pétrole. Si nous décidons de procéder de cette façon, il y aura certainement de déblocage. Nous ne nous contenterons pas de discuter tout simplement de la question comme nous le faisons cet après-midi. Nous devons compter cependant avec le délai que j'ai indiqué. Vous pouvez me reprendre si je fais erreur, mais je pense que si nous devons passer d'une forme de carburant à une autre, nous devons compter avec un délai de dix ans, peut-être cinq en période de crise, dans le système actuel.

Nous devons avoir une meilleure coordination de tout ce qui se fait en matière de recherche et de développement, au niveau des moyens techniques. Cette coordination n'existe pas actuellement pour ce qui est d'usines pilotes, de modes de financement, d'infrastructure et de moyens de production. Je suis sûr que j'oublie d'autres éléments. C'est vrai pour ce qui est de l'énergie produite à partir de la biomasse, mais également pour ce qui est d'autres formes d'énergie. Ce qui m'inquiète, c'est la possibilité qu'une crise survienne avant que nous puissions vraiment agir.

J'en ai donc discuté avec cette personne qui travaillait dans l'industrie du gaz naturel. Je ne vous révélerai pas son nom parce que vous le connaissez sans doute. Selon cette personne, le problème venait du fait que les gens ne voyaient pas de crise possible. Il était donc impossible au gouvernement ou à quelqu'un qui travaillait pour le gouvernement d'agir rapidement pour amener cette coordination qu'elle et moi jugions nécessaire pour éviter la crise. Pour les gens, il n'y avait pas de crise.

Je ne sais pas, mais les gens de ma région sont peut-être en avance sur moi en tant que député au Parlement, en tant que meneur d'hommes. Ils sont peut-être en avance sur les gouvernements. Ils voient, devant la situation qui nous menace, le besoin de faire davantage pour trouver de nouvelles sources d'énergie. Nous devons faire plus que nous faisons maintenant. Si vous aviez été à cette réunion du Biomass Energy Institute, vous auriez constaté qu'il n'y a absolument aucune coordination. Chacun travaille dans son coin et personne ne sait ce que fait l'autre.

C'est le désordre le plus complet. Il n'y a pas de stratégie, de programme énergétique. Les gens du Conseil national de recherche ou ceux qu'ils engagent font tout de même du bon travail. En revanche, il ne se passe pas grand chose à une usine privée en Nouvelle-Écosse. Personne ne voit la possibilité d'une crise, personne ne voit le besoin de coordonner les efforts à 100 p. 100.



*[Text]*

I am worried; I am from Niagara Falls, and maybe, because we are so close to the United States and we see the gas crisis they just met, my people are fully aware of the impending crisis. I think we, as governors, are hiding when we say the people do not perceive the impending energy crisis and would not be prepared to move along on it as we did, you remember, when we had munitions and supply; Mr. C. D. Howe—who some of you may or may not like—was in charge of energy and supply during the war when we had a crisis. People accepted that, and it is probably unfair to you, but I am concerned about the lack of co-ordination right across the board on all types of renewable energy sources.

• 1655

**Dr. Whitham:** If I may respond, Mr. MacBain, your first point, if I remember rightly, was to point out with which I would agree, that there is very often a time-lag of about five to ten years from the decision to a production base—moving from almost a very small-scale demonstration to the production base. I think the facts are that in the large-scale synthetic processes that is about the time scale. I think you can do it more quickly if you repeat a plant situation, if it is a second version of the same plant, but generally I would agree with that.

Your second point was your concern about the lack of Canadian leadership. You mentioned that you thought the La Rance tidal project showed how far France was ahead of Canada, and so on. The SAS Oil project showed how far coal liquifaction had proceeded in South Africa. I think many of those statements are quite right. I think the only thing I can say in response is that at least the low-head hydro demonstration that we have now in place is a Canadian manufactured unit that essentially has the potential for application, not purely in tidal but including tidal, in Canada in a way that will produce far more benefits for Canada. Whether or not we ever go ahead inside a short time-frame of a major tidal project it will still be useful. So I would say that an adaptation to Canadian needs for that particular project is well under way.

I cannot comment on coal gas except to remind you, sir, that the option for Canada in liquid fuels has tended to be the processing of bitumen. We have had our successes in terms of some coal and in the terms of the production of synthetic fuels, to put it that way. In some coal, syncrude, there is some Canadian technology in this field which is being licensed and which we hope will increase the liquid yields from bitumen.

I agree with you. Our technology in the coal area is much thinner on the ground because we have had to make some choices. We have tended to make choices in the areas where there is unique Canadian opportunity.

I cannot really comment on your biomass commentary. A number of people on my staff were at this meeting. I am alarmed to hear your perception of the lack of uniformity. I will draw your perceptions of this to the attention of the people

*[Translation]*

Je viens de Niagara Falls. Nous sommes inquiets là-bas peut-être parce que nous sommes si rapprochés des États-Unis et que nous venons de voir quelle crise ils viennent de traverser. En tant que législateurs, nous nous faisons des illusions lorsque nous pensons que les gens ne voient pas l'imminence d'une crise et qu'ils ne sont pas prêts à refaire ce qu'ils ont déjà fait pendant la guerre pour les munitions et les approvisionnements; c'est M. C.-D. Howe, que certains vénèrent et que d'autres ne vénèrent pas, qui était à la tête de la division de l'énergie et des approvisionnements à ce moment-là. Il y avait crise à l'époque et les gens ont accepté d'agir. C'est peut-être injuste à votre égard mais je m'inquiète de ce manque général de coordination à propos des sources d'énergie renouvelable.

**M. Whitham:** Monsieur MacBain, à propos de votre première question, je suis d'accord avec vous pour dire que, très souvent, il y a un délai de cinq à dix ans entre la décision et la production, c'est-à-dire entre l'expérience, à petite échelle, et la production. C'est le cas du moins pour les grands processus de synthèse. Les choses vont plus rapidement quand on construit une deuxième installation mais, en général, je suis d'accord avec vous.

Votre deuxième remarque concerne le fait que le Canada ne joue pas un rôle de leader. Vous avez notamment fait remarquer que la France était loin en avance sur le Canada avec son usine marémotrice de La Rance. En Afrique du sud, le projet SAS a prouvé combien ce pays est en avance sur le plan de la liquéfaction du charbon. Ces remarques sont tout à fait exactes. Tout ce que je puis répondre, c'est que l'usine hydro-électrique expérimentale à faible hauteur de charge est une unité fabriquée au Canada qui jouit d'un potentiel d'application tel que notre pays en tirera d'énormes avantages, et je dois d'ailleurs dire que ce potentiel ne concerne pas uniquement l'énergie marémotrice mais qu'il inclut cette énergie. Elle restera utile, que nous décidions ou non, d'ici relativement peu de temps, de construire une importante usine marémotrice. A ce propos, par conséquent, nous pouvons dire que l'on est en train de s'adapter aux besoins canadiens.

A propos de la liquéfaction du charbon, le Canada a la possibilité de traiter ces goudrons, en vue de produire des combustibles liquides. Nos efforts ont en quelque sorte été couronnés de succès en ce qui concerne le charbon et la production de combustible synthétique. Avec Syndrude, nous disposons d'une technologie canadienne dans le domaine qui est sur le point d'être brevetée et qui, nous l'espérons, permettra d'accroître le rendement des goudrons en produits liquides.

Je suis d'accord avec vous pour dire que notre technologie dans le domaine du charbon est relativement peu solide parce que nous avons eu à faire des choix et ce en fonction des possibilités pour le Canada.

Je ne puis rien dire sur vos remarques concernant la biomasse. Un certain nombre de mes collaborateurs ont participé à cette réunion. Je suis fort inquiet de vous entendre parler de ce manque d'uniformité. Je porterai vos remarques à l'atten-

[Texte]

in the office of energy, R & D. I really cannot comment beyond that.

On the total question of the decisions for the future, perhaps I could ask you to look again at Section 12. I think the key point to make is whether one feels the now adopted options are sufficient. They heavily depend upon enhanced recovery of the processing of oil sands, development of heavy oil. The real questions, it seems to me, are whether for security of supply and regional considerations, you want to take steps now to put into action some other possibilities for the future. How do you select them? What are the economics? What are the various trade-offs?

I think you will not be able to pursue all options at once in Canada in production. We could pursue a lot more options in relatively inexpensive research and development than we can in pilot plants. We have to start making some choices. I think we have to make both sets of choices within the time-frame of the next few years.

**Mr. MacBain:** It is the general lack of co-ordinated effort that worries me most of all, co-ordination of resources and technology and everything. As a lawyer, I like things organized, and when I see things going on a little bit here and little bit there and no one in charge of the shop, well, I do not know what it does to you but it worries the hell out of me.

**Dr. Whitham:** I have to admit that I am concerned about your perception, sir, because there is an office entitled the Office of Energy Research and Development which operates under a panel of senior bureaucrats called the Panel of Energy Research and Development, whose purpose is to ensure co-ordination of the energy, research and development in such areas across government. My only comment is that I will look into it.

**Mr. MacBain:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Mr. Corbett, please.

**Mr. Corbett:** Thank you, Mr. Chairman. I want to express my appreciation to Dr. Whitham and his group for coming up with such a comprehensive report in a remarkably short period of time. I was certain that after perusal of the report and the opportunity to study and inwardly digest what you have prepared here, there will be a good many questions that will occur to the committee and I trust, Mr. Chairman, that at some time in the future we will have the opportunity of discussing the report with the doctor and his officials.

• 1700

In the meantime, I have a couple of inquiries—they are relatively simple, I am sure you will agree. On page 26 you deal with the hydro resource potential. I note that you say there is a potential for 61,000 megawatts outstanding for future use. Then you go on further to state that most of the undeveloped potential will be harnessed on a relatively large

[Traduction]

tion des membres du Bureau de recherche et de développement en matière énergétique. Je ne puis rien vous dire de plus.

Pour ce qui est des décisions d'avenir, je vous demanderai à nouveau de vous reporter au chapitre 12. Je pense qu'il convient de se demander si les options que l'on a maintenant choisies sont suffisantes. Elles dépendent beaucoup d'une amélioration du traitement des sables bitumineux et de l'extraction des pétroles lourds. J'ai l'impression qu'il s'agit en fait de savoir si, pour des raisons de sécurité des approvisionnements ou pour des considérations régionales, on souhaite maintenant prendre des mesures concernant certaines possibilités d'avenir. Comment choisira-t-on ces mesures? Quelles sont les considérations économiques? Quelles sont les divers compromis?

En matière de production, je ne pense pas qu'il sera possible d'appliquer toutes les options simultanément au Canada. Je pense qu'il serait possible d'étudier un plus grand nombre d'options dans le cadre de travaux de recherches et de développement relativement peu coûteux que dans le cadre d'usines expérimentales. Il nous faut commencer à faire des choix et il y a deux ensembles de choix qu'il nous faudra prendre d'ici les prochaines années.

**M. MacBain:** Ce qui m'inquiète le plus, c'est qu'il n'y a pas de coordination des efforts en ce qui concerne les richesses naturelles, la technologie et ainsi de suite. Je suis juriste et j'aime que les choses soient bien organisées et je n'aime pas voir prendre des mesures à droite et à gauche sans que personne ne soit vraiment responsable; tout cela m'inquiète, je ne sais pas ce que vous en pensez, vous.

**M. Whitham:** Je dois vous dire que votre façon de voir les choses m'inquiète quelque peu parce qu'il y a un bureau intitulé le Bureau de recherche et de développement en matière énergétique dirigé par un groupe de hauts fonctionnaires intitulé le Groupe de recherche et de développement en matière énergétique et qui vise à coordonner toutes les activités de recherche et de développement en matière énergétique dans l'ensemble du gouvernement. Je ne manquerai pas d'étudier la question.

**M. MacBain:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Monsieur Corbett, c'est à vous.

**M. Corbett:** Merci, monsieur le président. J'aimerais remercier M. Whitham et ses collaborateurs d'avoir préparé un rapport aussi complet en aussi peu de temps. Je suis certain qu'une fois que nous aurons eu l'occasion de lire attentivement le rapport et d'étudier et d'assimiler ce que vous nous avez préparé, nous aurons beaucoup de questions à vous poser et, monsieur le président, je pense que nous aurons à nouveau l'occasion de rencontrer notre témoin ainsi que ses collaborateurs.

En attendant, permettez-moi de poser quelques questions, relativement simples, vous en conviendrez certainement. A la page 26 de votre mémoire, vous faites état du potentiel de ressources hydro-électriques. Je vois que vous parlez notamment d'un potentiel de 61,000 mégawatts. Par la suite, vous déclarez que les sociétés produisant de l'électricité exploiteront



[Text]

scale and in a conventional manner by electric utilities. Could you give us some indication as to just where, in the country, you foresee this major hydro development taking place?

**Dr. Whitham:** I would be glad to. There are some very large sources in Labrador, sir, that will require quite large scale engineering, without prejudice to the economics or the time, the resources are there in Labrador. There are some very extensive ones on the north shore of Quebec. There are still further extensive ones in the area essentially south—further extensions of the James Bay set of rivers in Quebec. These are typical. All those I have mentioned are potentially very large hydro developments.

**Mr. Corbett:** What percentage of the 61,000 megawatts would you say is covered by those developments that you discussed?

**Dr. Whitham:** I believe something of the order of half of them, half of them could be accounted for in a general way. Very large amounts of resources exist in some of these areas.

**Mr. Corbett:** If half is going to be developed on a relatively large scale, then obviously the other half is going to be on a relatively small scale. These large developments are concentrated in the northeastern section of the country . . .

**Dr. Whitham:** I am sorry, I would not like to give you the impression that they are all concentrated, I am sorry if I have given that impression. Within the 61,000 megawatts there are potential developments in Manitoba on a large scale for the future and potential developments in northern British Columbia, sir. Some of the examples I gave were in eastern Canada and I said they were perhaps a half, but they are spread around the country.

**Mr. Corbett:** I see.

**Dr. Whitham:** I could produce a list but I could probably name about two thirds of them in those general areas.

**Mr. Corbett:** Could you do that? Could you provide us with some information as to . . .

**Dr. Whitham:** Yes, sir, some of the major hydro sites.

**Mr. Corbett:** I would also like to know whether your department has undertaken any studies with respect to the impact those projects might have on the environment—or is this within your scope?

**Dr. Whitham:** Mr. Corbett, could I answer the question in this way? If there is federal money being put into a project, we are required to ensure that an environmental assessment is made of the project; that environmental assessment is referred to a federal environmental assessment review office and if there is a problem you can reach the point of having a public hearing or you can be asked to go back and do more work. In other words, the government's policy, where it has an investment in such projects, is that the projects undergo an environmental assessment, so if the federal government became involved in any of these schemes in a direct way, its own policy would require it independently of the policy of the partner—the policy of the partner might also require it.

[Translation]

la plus grande partie de ce potentiel par les méthodes classiques et sur une relativement grande échelle. Pourriez-vous nous dire où dans notre pays vous voyez se réaliser cette importante exploitation de nos richesses hydro-électriques?

**M. Whitham:** J'en serai ravi. Il y a des sources importantes au Labrador qui exigeront de grands travaux d'ingénierie, sans que cela porte préjudice sur le plan de l'économie ou en ce qui concerne le calendrier. Ce dont je parle se trouve au Labrador et il y a un autre potentiel important sur la côte nord du Québec et au niveau des rivières au sud de la Baie James. Dans tous les cas, il y a un potentiel hydro-électrique énorme.

**M. Corbett:** Ce potentiel représente quelle partie des 61,000 mégawatts?

**M. Whitham:** La moitié à peu près. Il y a des ressources extraordinaires dans certaines de ces régions.

**M. Corbett:** La moitié de ces ressources feront donc l'objet d'une exploitation de grande ampleur et il faut en conclure alors que l'autre moitié fera l'objet d'une exploitation d'ampleur relativement moindre. Tout cela se concentre dans le Nord-est de notre pays . . .

**M. Whitham:** Je vous prie de m'excuser, je ne voudrais pas vous laisser penser qu'il y a concentration de ces ressources. Ces 61,000 mégawatts recouvrent le potentiel de développement du Manitoba et celui du nord de la Colombie-Britannique. J'ai donné des exemples dans l'Est du Canada, disant qu'ils représentaient la moitié à peu près du potentiel total, mais ce potentiel est réparti dans l'ensemble du pays.

**M. Corbett:** Je vois.

**M. Whitham:** Je pourrais vous fournir une liste, mais je ne puis vous en nommer actuellement que les deux-tiers peut-être.

**M. Corbett:** Il serait effectivement intéressant que nous ayons une liste, certains renseignements concernant . . .

**M. Whitham:** Oui, monsieur, une liste des principaux «sites» hydro-électriques.

**M. Corbett:** J'aimerais savoir si votre ministère a réalisé des études sur l'incidence de ces travaux sur l'environnement . . . Cela relève-t-il de votre mandat?

**M. Whitham:** Monsieur Corbett, je vous répondrai de la façon suivante. Quand des fonds fédéraux sont en jeu, nous devons nous assurer qu'une étude écologique a été réalisée; l'étude écologique est envoyée à un bureau fédéral d'examen des études en matière d'environnement et, en cas de problème, on organise des audiences ou on demande à ce que d'autres études soient réalisées. Autrement dit, le fédéral a pour politique de réaliser des études sur les incidences écologiques des travaux dans lesquels il investit directement et ce indépendamment de la politique suivie par ses associés éventuels dans de telles entreprises.

*[Texte]*

**Mr. Corbett:** At this stage, then, your department has not involved itself in any sort of study of the impact on the environment that those projects might possibly have?

**Dr. Whitham:** Of the undeveloped ones?

**Mr. Corbett:** Yes.

• 1705

**Dr. Whitham:** No. I think it is fair to say I know of examples where our department has begun to think in certain areas there may be unusual environmental things and therefore there should be some thinking going on. But the answer is no, we have not a tentative formal environmental assessment of these undeveloped sites, in general.

**Mr. Corbett:** Well, we are a very informal group here. Does the fact that you mentioned the word "formally" insinuate that you have undertaken some informal studies?

**Dr. Whitham:** What it was is that, for example, in a few weeks' time, a very short period of time, a report will be coming down from the Lower Churchill Development Corporation to the federal government, and that deals with the potential for conventional hydro development. As public servants, there are some elements of hydro development in Labrador that would need to be addressed as environmental issues, and there has been some thinking about those; but not a formal decision to let a contract and do all this, that or the other. But I should say—perhaps I had better correct myself, Mr. Corbett, if I may—in the case of the Lower Churchill Development Corporation, in which the government has an interest, has been or will be an environmental assessment report produced by the corporation.

**Mr. Corbett:** Well, I understand that actually hydro development is somewhat beyond the bounds and scope of this committee, at any rate under the terms we have. So I will not pursue that, although I would be interested if there were any developments.

**Dr. Whitham:** You would like a major undeveloped hydro site list.

**Mr. Corbett:** Yes.

On page 47, you deal with methyl fuel options. You state that: Methyl fuel could be made from inexpensive coal in B.C., Saskatchewan, or Ontario. The cost from wood and wood wastes in B.C., Ontario, and Quebec would be somewhat more. Then you state:

It might also be made in the Atlantic provinces by combining coal and wood resources, but at considerable cost.

I wonder if you could explain why it would be at considerable cost in the Atlantic region, which has an abundance of coal, at least in New Brunswick and Nova Scotia, and which also has a significant amount of wood and wood waste.

*[Traduction]*

**M. Corbett:** A l'heure actuelle, votre ministère n'a pas réalisé d'étude sur les incidences écologiques de ces travaux?

**M. Whitham:** Vous parlez de ce qui concerne le potentiel non encore exploité?

**M. Corbett:** Oui.

**M. Whitham:** Non. Je crois juste de dire que je connais des exemples où notre ministère pense maintenant que dans certaines régions, il pourrait y avoir des problèmes inhabituels en matière d'environnement, et qu'il faudrait peut-être nous occuper de ces problèmes. Toutefois, je dois répondre par la négative, dans l'ensemble, nous n'avons pas entrepris une évaluation écologique officielle pour ces sites non développés.

**M. Corbett:** Eh bien, notre groupe est très peu officiel. Le fait que vous ayez utilisé le mot «officiel» signifie-t-il que vous avez entrepris des études non officielles?

**M. Whitham:** Voici de quoi il s'agit: par exemple, dans quelques semaines, d'ici très bientôt, la Lower Churchill Development Corporation soumettra un rapport au gouvernement fédéral, ce rapport portant sur les possibilités d'exploitation hydro-électriques conventionnelles. A titre de fonctionnaires, notre rôle serait de nous préoccuper de l'impact sur l'environnement du développement hydro-électrique du Labrador, et nous y avons réfléchi; toutefois, notre rôle n'est pas de prendre une décision officielle quant à l'émission des contrats. Je devrais quand même préciser... je ferais peut-être mieux de me corriger, monsieur Corbett, si vous me le permettez... dans le cas de la Lower Churchill Development Corporation, société dans laquelle le gouvernement a un intérêt, un rapport d'évaluation écologique a été produit ou le sera par la société.

**M. Corbett:** Si je ne m'abuse, selon notre mandat, le développement hydro-électrique est une question dont nous ne nous occupons pas. Alors je n'insiste pas sur cette question, quoique je serais intéressé d'obtenir plus de détails si l'exploitation avait lieu.

**M. Whitham:** Vous voudriez obtenir une liste des principaux sites hydro-électriques non exploités.

**M. Corbett:** Oui.

A la page 47, vous parlez du méthylène comme combustible. Vous affirmez: Le méthylène combustible peut être produit grâce à du charbon peu coûteux en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, ou en Ontario. Le prix du bois et des résidus du bois en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec serait quelque peu plus élevé. Puis vous affirmez:

On pourrait également produire le méthylène dans les provinces atlantiques en utilisant à la fois le charbon et le bois, mais le coût serait considérable.

Pourriez-vous nous expliquer pourquoi les coûts seraient considérables dans les provinces atlantiques, où il y a abondance de charbon, du moins au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, et où il y a également des quantités importantes de bois et de résidus de bois.



[Text]

**Dr. Whitham:** Mr. Corbett, I think the answer to that is a very simple one, and perhaps it is rather slack wording. The thrust of this is that this could be done close to mine sites where there is relatively inexpensive coal in B.C. and Saskatchewan. In general, the coal, which is metallurgical coal—and even some of the other coal in the Maritimes—is relatively more expensive. So when you put the coal portion into it, it is a more expensive proposition, because you pay more for the feedstock.

**Mr. Corbett:** I see. Do you have any figures available to you that would indicate the differences in the cost of coal in the Atlantic region as compared to B.C.?

**Dr. Whitham:** Yes, I do.

**Mr. Corbett:** Could you provide the committee with this?

**Dr. Whitham:** Yes, I will.

**Mr. Corbett:** Thank you.

Lastly, over on the next page you describe hydrogen, in the opinion of some scientists and laymen, as the perfect or ultimate fuel. Then you go on to describe in some detail what its disadvantages are. Could you give us some examples of why scientists and laymen feel hydrogen is the ultimate fuel?

**Dr. Whitham:** As far as I know, sir, the reason is that when you burn it you finish by producing water. You have no carcinogens; you have no hydrogen sulphide; you have no environmentally obnoxious features. It is a very clean-burning fuel. In principle, if you could store it, distribute it effectively, it is such a clean-burning, environmentally benign fuel that many people agree this is one of the credits on the side of the hydrogen equation. We attempted to put some balance to this by pointing out some of the real problems in developing a hydrogen economy.

**Mr. Corbett:** Okay.

Again dealing with costs, you say it has very high costs of production. For some of the other possibilities you have given cost comparisons. It has not been done with hydrogen. Could you do that for us?

**Dr. Whitham:** I will try to produce an estimate, yes.

**Mr. Corbett:** Thank you very much.

• 1710

**The Chairman:** Thank you, Mr. Corbett.

Doctor, I would like to refer to page two, if I may. In the tables that you have provided us with, in section 3.1 on the Energy Budget Overview, if I read this correctly, you state that in the year 2000 biomass could provide 10 per cent contribution to our energy-use budget, and that active solar heating could provide 2 per cent and passive solar heating, 1.5 per cent, for a total of 3.5 per cent for solar heating. You mentioned, I think, when you were speaking, that the figure for biomass contribution would almost triple from 1980 to the year 2000, and that in the year 2000 the figure for solar heating would be a little over double that in 1980. Now, is this at the present rate of progression without any additional

[Translation]

**M. Whitham:** Monsieur Corbett, à mon avis la réponse à cette question est très simple, mais peut-être n'ai-je pas été assez clair. Essentiellement, le méthylène pourrait être produit près des mines, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, où le charbon est relativement peu coûteux. Généralement, le charbon utilisé en métallurgie, et même l'autre type de charbon qu'on trouve dans les Maritimes, sont relativement coûteux. Alors s'il faut utiliser du charbon, le processus devient plus coûteux, puisqu'il en coûte plus pour les produits de base.

**M. Corbett:** Je vois. Avez-vous des chiffres illustrant la différence entre le prix du charbon des provinces atlantiques et celui de la Colombie-Britannique?

**M. Whitham:** Oui, j'ai ces chiffres.

**M. Corbett:** Pourriez-vous les fournir au Comité?

**M. Whitham:** Oui, je le ferai.

**M. Corbett:** Merci.

Finalement, à la page suivante, vous dites que pour certains scientifiques et profanes, l'hydrogène est le combustible parfait. Puis, avec passablement de détails, vous décrivez ses désavantages. Pourriez-vous nous dire pourquoi certains scientifiques et profanes croient que l'hydrogène est le combustible parfait?

**M. Whitham:** A ma connaissance, monsieur, c'est que lorsqu'on le brûle, l'hydrogène ne produit que de l'eau. Il n'y a pas d'agent cancérigène; il n'y a pas d'acide sulfhydrique; il n'y a aucun effet négatif sur l'environnement. L'hydrogène est un combustible très propre. En principe, si on pouvait l'emmagasiner et le distribuer efficacement, ce combustible est si propre et ses effets sur l'environnement sont si négligeables que bien des gens croient que ce sont-là les grands avantages de l'option hydrogène. Nous avons tenté de rétablir la perspective en soulignant certains des véritables problèmes qu'entraînerait une économie fondée sur l'hydrogène.

**M. Corbett:** D'accord.

Parlons encore des coûts; vous dites que l'hydrogène coûte très cher à produire. Pour certaines autres options, vous avez fait des comparaisons de coûts. Vous n'avez pas fait de même pour l'hydrogène. Pourriez-vous le faire?

**M. Whitham:** Oui, je vais essayer de faire une évaluation.

**M. Corbett:** Merci beaucoup.

**Le président:** Merci, monsieur Corbett.

Monsieur, si vous le permettez, je vous renvoie à la page 2. Dans les tableaux que vous nous avez fournis, à l'article 3.1 sur l'aperçu général du budget de l'énergie, si je comprends bien, vous affirmez que, en l'an 2000, la biomasse pourrait fournir 10 p. 100 de notre consommation d'énergie, le chauffage solaire actif pourrait constituer 2 p. 100, et le chauffage solaire passif 1.5 p. 100, ce qui fait un total de 3.5 p. 100 pour le chauffage solaire. Si je ne m'abuse, vous avez dit tantôt que la contribution de la biomasse triplerait presque entre 1980 et l'an 2000, et qu'à cette période, la contribution du chauffage solaire aurait augmenté d'un peu plus de 100 p. 100, par rapport à 1980. Ces chiffres sont-ils calculés à partir du

## [Texte]

programs by governments, or do you foresee more concentrated efforts by governments, at both the provincial and federal level, to accelerate the use of both biomass and solar?

**Dr. Whitham:** Mr. Chairman, it does say "possible contribution" without prejudice to what action would be required. My own view, and this depends on the pricing of alternates in the market, is it may be necessary to contemplate extensions of biomass programs to rise from 3.5 to 10 per cent. I think, without further action, it will rise, but whether it will rise to 10 per cent would be a good question. I think in terms of passive solar heating, one could argue, again depending on market prices of alternatives, that what is suggested here might not need more accepted continuing support for such matters as right to the sun and matters of this kind.

However, the active solar heating figure of 2 per cent, quoted here, is somewhere in the range of 1 to 4 per cent, which is currently the best estimate that can be made by the appropriate officers of the likely contribution by the year 2000, taking into account our guesses of economics, our guesses of manufacturing capability and our guesses of acceptability. So 2 per cent sits in the range of one to four which is a form, if you like, of educated guesstimates that are made by our models at the present time. So, 2 per cent does assume that the present program continues with government acquisition, that an infant industry gains maturity, that the demonstration program succeeds and that there is a pick-up in the private market at about the level of this industry. It has an uncertainty of a factor of two either way which could be influenced by further government policies.

**The Chairman:** Yes. In other words, if the need were to arise in a more critical fashion, then there is a possibility, by the year 2000, that this contribution by both solar and biomass could be much greater.

**Dr. Whitham:** You could certainly change the contribution, but again, it would take a few years to develop the industrial capability but perhaps not as many as five or ten years that are required for an alternate fuel plan. But, allowing for the gap in building up industrial capability, yes, you could certainly increase the component of solar heating more quickly if you chose to do so. I think you may have trouble pushing effective biomass use much beyond the 10 per cent until you get into the area of energy plantations, large-scale energy management of this kind—I am not sure you can produce that—that has a time scale that trees take to grow.

**The Chairman:** Yes. Coming back to biomass, I believe it was in 1976, there was a rather extensive report published by the Department of the Environment. This report had been

## [Traduction]

rythme actuel de développement, sans autres programmes gouvernementaux, ou si vous prévoyez une intensification des efforts des gouvernements, tant au niveau provincial que fédéral, afin d'accélérer l'utilisation de la biomasse et de l'énergie solaire?

**M. Whitham:** Monsieur le président, nous parlons «contribution possible» sans préjuger des actions qui seraient nécessaires pour y arriver. A mon avis, tout dépendant du prix des autres sources d'énergie, il sera peut-être nécessaire d'envisager l'accroissement des programmes de biomasse qui passeraient de 3.5 à 10 p. 100. Selon moi, sans même prendre d'autres mesures, il y aura une augmentation de cette contribution, mais de là à savoir si cette contribution atteindrait 10 p. 100, voilà une bonne question. Pour ce qui est du chauffage solaire passif, tout dépend encore une fois du prix des autres sources d'énergie sur le marché; on peut dire que pour atteindre ce que nous prévoyons ici, il ne serait pas nécessaire d'insister davantage sur des questions telles que le droit au soleil, etc.

Toutefois, pour ce qui est du chiffre de 2 p. 100 correspondant au chauffage solaire actif, il se situe entre 1 et 4 p. 100, ce qui correspond aux évaluations les plus exactes que peuvent faire des personnes responsables. C'est là la contribution probable de cette forme d'énergie en l'an 2000, si l'on tient compte de nos évaluations en matière d'économie, en matière de capacité de production, et d'acceptabilité. Ce chiffre de 2 p. 100 se situe donc entre 1 et 4 p. 100, ce qui constitue, si l'on veut, une évaluation éclairée, faite à partir de nos modèles. En parlant de 2 p. 100, nous présumons que les programmes actuels se poursuivront, que le gouvernement participera, que cette industrie naissante grandira, que les programmes de démonstration seront un succès, et que le marché privé s'intéressera davantage à cette industrie. Il y a un facteur d'incertitude de 2 p. 100 dans un sens ou dans l'autre, la tendance pouvant être influencée par les politiques gouvernementales à venir.

**Le président:** Oui. autrement dit, si le besoin se faisait sentir de façon plus pressante, il serait possible que d'ici l'an 2000, la contribution de l'énergie solaire et de la biomasse soit beaucoup plus grande.

**M. Whitham:** On peut certainement modifier la contribution de ces formes d'énergie, mais il faudrait quand même quelques années pour mettre au point la capacité industrielle; toutefois, cela pourrait se faire plus rapidement que les 5 ou 10 ans qu'il faut pour mettre en œuvre un plan d'utilisation d'énergie de remplacement. Cependant, en accordant le temps qu'il faut pour constituer la capacité de production industrielle, il est certain qu'on pourrait accroître plus rapidement la contribution du chauffage solaire, si on décidait de le faire. Je crois qu'il serait peut-être difficile d'accroître la contribution de la biomasse au-delà de 10 p. 100, jusqu'au moment où on se lancera dans la «culture de l'énergie», dans de grands programmes de gestion énergétique de cette nature... je ne suis pas certain qu'on puisse en arriver là... il faut compter le temps nécessaire à la croissance des arbres.

**Le président:** Oui. Pour en revenir à la biomasse, je crois qu'en 1976 un rapport assez complet a été publié par le ministère de l'Environnement à ce sujet. Ce rapport avait été



[Text]

prepared by a company called Inter Group Consulting Economists Limited of Winnipeg. A couple of years ago I read this report and it got me interested in forest biomass. I got the impression, if I remember what I read correctly a couple of years ago, that they were more encouraging than listening to you this afternoon. I appreciate I have not had time to read page for page your very comprehensive brief, but in listening to you and in reading some of the paragraphs you have here, I got the impression in some pages that you thought there was a very good future for biomass but then a few pages later on you sort of lowered your enthusiasm by pointing out a lot of the problems.

• 1715

Now, this is a rather difficult question because I do not want to put you in the area of government policy, but as a scientist do you believe it would be desirable that at least a pilot plant be built in Canada to produce methanol from forest residue or waste or species of trees which are not being used at the present time? At least that would probably be a more concrete fashion of proving its viability or desirability in Canada's future energy needs.

**Dr. Whitham:** Could I try to answer your questions and say I hope I have not given too bad an impression, Mr. Chairman? I think in summary what I was trying to suggest was that 3.5 we believe can rise to 7 and probably triple to about 10. Much beyond that, in terms of combustion use, gets very difficult. Also, the total supply problem gets more difficult unless you move to planned energy plantations, and that really does require a more conscious decision to push biomass than the present programs depend upon. I believe there is no doubt you can reach 7, and I believe it is very reasonable that the present programs and present policies will lead to about 10. I think you may have to make considerable actions to go much beyond 10. So that is my summary of . . .

**The Chairman:** On the 10 per cent, I believe that report I referred to agrees with you on that.

**Dr. Whitham:** The second point you made was would I currently as a scientist recommend a pilot plant on methanol. I find that much more difficult to answer. If I spoke not as an official but as a scientist, I think I would want to look very hard at the suggestions that have been made for moving from natural gas base things into methanol as a source, followed by biomass as a source, the reason for this being that there does not seem to be agreement that the R&D, the research and development, and the small-scale demonstration have progressed sufficiently to warrant a significant pilot plant in methanol alone. But if you moved from natural gas as a base economic load and experimented with the introduction of biomass, that might be a better position of security and assurance of investment to take. My understanding is that a scientific position would be—and there may be disagreement about this of course; there often is on scientific matters. But I am told that it is not certain that the R&D is sufficiently advanced to move now into such a plant based on biomass.

[Translation]

préparé par une société de Winnipeg, appelée *Inter Group Consulting Economists Limited*. J'ai lu ce rapport il y a quelques années, et cela m'a amené à m'intéresser à la biomasse sylvicole. Si mes souvenirs sont bons, il me semble que ce que j'ai lu il y a environ deux ans était plus encourageant que ce que vous nous avez dit cet après-midi. Je n'ai pas eu le temps de lire en détail votre rapport, mais d'après ce que vous nous dites et d'après ce que j'ai lu, il semble que vous ne soyez pas particulièrement optimiste au sujet de l'avenir de la biomasse, puisque vous soulevez un certain nombre de problèmes.

Sans aborder le domaine de politique gouvernementale, pensez-vous, en tant que scientifique, qu'il serait utile de construire au Canada une usine pilote de production du méthanol à partir de déchets des forêts ou de certaines espèces d'arbres non exploitées pour le moment? Ce serait peut-être un moyen concret de prouver la rentabilité du méthanol dans le contexte de besoins futurs du Canada en énergie.

**M. Whitham:** Pour répondre à votre question, j'espère que je n'ai pas donné une drôle d'impression aux membres du Comité. J'ai simplement souligné que le pourcentage de 3.5 p. 100 pouvait sans doute passer à 7 p. 100 et même à 10 p. 100. Il est très difficile de faire des prévisions en ce qui concerne son utilisation à des fins de combustion. Il est également difficile d'évaluer les réserves globales sauf pour ce qui est des plantations d'arbres à des fins d'utilisation énergétique et cela implique la mise en œuvre de programmes beaucoup plus énergiques en faveur de la biomasse. Nous pouvons atteindre 7 p. 100 et je crois même que les programmes et politiques actuels nous permettront d'atteindre 10 p. 100. Pour dépasser ce pourcentage, des mesures draconiennes devront être prises. En résumé . . .

**Le président:** Le rapport auquel j'ai fait allusion confirme ce pourcentage de 10 p. 100.

**M. Whitham:** Vous m'avez demandé si, en tant qu'homme de science, je recommanderais la création d'une usine pilote de production du méthanol. Cette question est encore plus difficile. Si je me plaçais d'un point de vue purement scientifique, j'étudierais d'abord très sérieusement toutes les propositions de conversion du gaz naturel au méthanol et à la biomasse. Malheureusement, les résultats obtenus en matière de recherche et de développement ainsi que les résultats d'un projet pilote à petite échelle ne semblent pas suffisants pour justifier la mise en place d'une usine pilote axée sur la production du méthanol. Par contre, il serait peut-être plus avantageux et intéressant de lancer un projet qui remplacerait le gaz naturel par la biomasse. Les questions scientifiques donnent souvent lieu à des divergences d'opinions, mais d'après ce qu'on m'a dit, les résultats obtenus jusqu'à présent en matière de recherche et de développement ne sont pas suffisants pour justifier la création d'une usine utilisant la biomasse.

## [Texte]

**The Chairman:** That is very interesting. Do you know, sir, are there any plants producing methanol in other countries based on forest biomass, to your knowledge, offhand?

**Dr. Whitham:** To my knowledge, I am not aware of any significant ones, but I would prefer, if I may, sir, to come back with another answer in case I have given incorrect information.

**The Chairman:** Yes. Well, it cannot be that widespread, I am sure, or you would have two or three countries, and perhaps this is one of the areas in which Canada could become a leader, because of the raw material that we have.

A final question, because I understand, with the committee's permission, Mr. Clay, our project manager, and Mr. John Graham, one of our researchers, have a few questions as well.

You mentioned, in response to my first question on page 2, something about a law which you referred to as a right to the sun. I understand there are some countries in which, when you build buildings, you must now take into consideration not to block your neighbour's access to sunlight who may be using solar heating, whether it is passive or otherwise, to help in the heating of, whether it be an office building or housing project. Is this widespread now and, to your knowledge once again, are there any such laws in parts of Canada?

• 1720

**Dr. Whitham:** I cannot answer the question whether there are any such laws in Canada. The fact that it is mentioned in our brief indicates that it is not sufficiently widespread that Canadians generally feel they have that protection, but I would have to take the question on notice as to whether there is any particular adoption of this in the municipal by-laws. I do not know of any, but there may be.

**The Chairman:** Thank you. Mr. Clay.

**Mr. D. N. Clay (Chief, Science and Technology Division, Library of Parliament):** Thank you, Mr. Chairman. First, Dr. Whitham, I would like to thank you for the detailed information which you have brought on rather short notice in response to the questions which we posed, and I can see from this too that you have already answered some questions which we had not got around to posing yet.

A couple of short questions. First, you mentioned earlier in your remarks that the federal government has announced plans to create an alternative energy corporation. If I recall correctly, according to Petro-Canada's mandate, it has the freedom to work in that field, and early statements by officials, such as Maurice Strong, indicated that Petro-Canada was interested in working in the field of renewable energy. Does your statement as a corporation in the field of renewable or alternative energy?

**Dr. Whitham:** I believe the government announced its intention in the Speech from the Throne to create an alternative energy corporation, the suggestion being that it would be created initially as a subsidiary of Petro-Canada. There will, of course, be certain administrative steps that the government

## [Traduction]

**Le président:** C'est très intéressant. Savez-vous s'il existe à l'étranger des usines produisant du méthanol à partir de la biomasse des forêts?

**M. Whitham:** Je n'en connais pas, mais j'aimerais vous fournir ultérieurement une réponse plus précise, au cas où je vous aurais induit en erreur.

**Le président:** D'accord. Il n'en existe peut-être que dans deux ou trois pays, et le Canada pourrait sans doute devenir un chef de file, compte tenu des ressources naturelles dont nous disposons.

J'aimerais poser une dernière question avec la permission du Comité car je crois savoir que M. Clay, notre responsable de projet et M. John Graham, l'un de nos chercheurs, veulent également poser quelques questions.

En réponse à ma première question sur la page 2, vous avez parlé d'une loi qui porte sur ce que vous avez appelé le droit au soleil. Dans certains pays, je crois, lorsqu'on construit un immeuble, il faut maintenant faire attention de ne pas cacher la lumière du soleil à son voisin, qui utilise peut-être l'énergie solaire pour se chauffer, de façon passive ou autrement, qu'il s'agisse d'un immeuble à bureaux ou d'habitation. Est-ce bien répandu et à votre connaissance, existe-il de telles lois quelque part au Canada?

**M. Whitham:** Je ne peux pas vous dire s'il existe de telles lois au Canada. Si nous le mentionnons dans notre mémoire, c'est pour montrer que cela n'est pas assez répandu, que les Canadiens se considèrent protégés à cet égard, mais il faudra que je prenne note de votre question pour savoir si les municipalités ont adopté des règlements à ce sujet. Je n'en connais aucune qui l'ait fait, mais il y en a peut-être.

**Le président:** Merci. Monsieur Clay.

**M. D. N. Clay (chef, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Merci, monsieur le président. Tout d'abord, monsieur Whitham, je tiens à vous remercier des réponses détaillées que vous nous avez fournies dans un délai assez court aux questions que nous avons posées, et je dois dire que vous avez même déjà répondu à certaines questions avant même que nous ne les posions.

Une ou deux brèves questions. Tout d'abord, vous nous avez dit tantôt que le gouvernement fédéral avait annoncé la création d'une société de l'énergie de remplacement. Si je ne me trompe, le mandat de Petro-Canada autorise cette société à œuvrer dans ce domaine et certains de ses dirigeants, M. Maurice Strong, par exemple, ont dit lors de sa création que la société s'intéressait à l'énergie renouvelable. Ce que vous venez de dire signifie-t-il que Petro-Canada renoncerait définitivement à s'engager dans le domaine de l'énergie renouvelable ou de remplacement?

**M. Whitham:** C'est dans le discours du Trône, je crois, que le gouvernement a annoncé son intention de créer une société de l'énergie de remplacement, qui serait d'abord une filiale de Petro-Canada. Bien entendu, pour créer cette société, le gou-



[Text]

will have to take in bringing this entity into being, and I believe these are being worked out at the present time.

I think you are quite correct. The mandate of Petro-Canada was written sufficiently broad that certainly you could interpret certain elements of it as relating to alternative energy. However, the fact is that the government has decided to create a subsidiary, with the potential of moving to become a wholly separate organization, specially charged in this area. I do not think I can comment on the relative roles of Petro-Canada and AECB on that.

**Mr. Clay:** Well, initially, at least, it is anticipated to start . . .

**Dr. Whitham:** Initially the mandate will concentrate in these areas, yes, on the subsidiary.

**Mr. Clay:** Okay, but in response to some earlier questions, it is evident there is a certain amount of confusion in the way in which energy statistics are handled. For the benefit of the committee could you explain the difference between the way in which Statistics Canada presents its energy consumption figures and the way in which EMR handles them in terms of fossil fuel displacement values, and why you have decided that that is a more appropriate means of presentation?

**Dr. Whitham:** If I may, Mr. Clay, I would prefer to take that question on notice, because other than certain electrical tables I am not clear about the exact differences, so I would be answering a question which I am not clear about. We can certainly get you the specific answers if you could identify the particular statistics, but I do not want to answer generally.

**Mr. Clay:** Well, one particular example that you might use in doing this is the calculation of per capita energy consumption in Canada, which of course will be different depending on whether will be different depending upon whether it is calculated using EMR's statistics for energy demand or Statistics Canada's. So you could use that as a vehicle for the explanation.

**Dr. Whitham:** You would like, if possible, for us to identify the differences between the presentation of energy statistics of Statistics Canada and EMR, who go to our energy information people to do the statistics.

**Mr. Clay:** You also noted the rapid change in the field of alternative energy and how, if anything, events were evolving more quickly there than they were in the conventional energy sector. In a technical sense, how far do you think it is possible for a committee like this to look into the future in attempting to identify particularly promising energy sources or technologies for Canada?

**Dr. Whitham:** In an absolute technical sense, I am sure the members of the committee would not wish to get into highly technical details. I would have thought the role of the members of the committee, as members of Parliament, would be to bring their informed view about the directions, to bring their perspective of how important it is or is not to take risks of

[Translation]

vementement devra passer par certaines étapes administratives, qui sont déjà en marche.

Vous avez tout à fait raison. Le mandat de Petro-Canada est si vaste que certains de ses éléments peuvent être reliés à l'énergie de remplacement. Toutefois, le gouvernement a décidé de créer une filiale, qui pourrait devenir un organisme autonome, pour s'occuper de ce domaine. Il ne m'appartient pas de distinguer les rôles respectifs de Petro-Canada et de la Commission de contrôle de l'énergie atomique à cet égard.

**M. Clay:** Pour commencer, en tous cas, on s'attend que . . .

**M. Whitham:** Au début, oui, ce sera la filiale qui s'occupera surtout de ces questions.

**M. Clay:** Très bien, mais d'après certaines de vos réponses, il est évident que l'utilisation des données statistiques relatives à l'énergie prête à confusion. Pour la gouverne du Comité, pourriez-vous nous expliquer la différence entre les données sur la valeur de remplacement des combustibles fossiles du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources, et nous dire pourquoi vous préférez ce mode de présentation?

**M. Whitham:** Si vous me le permettez, monsieur Clay, je préférerais prendre note de cette question, car sauf pour l'électricité, je ne suis pas certain des chiffres exacts, et je ne vous donnerais donc pas une réponse sûre. Si vous nous fournissez les données précises, nous pourrions certainement vous répondre, mais je ne veux pas répondre approximativement.

**M. Clay:** Eh bien, on pourrait prendre comme exemple la consommation d'énergie par tête d'habitant au Canada, qui s'exprimerait différemment selon qu'on utilise les données sur la demande énergétique du ministère du Statistique Canada. Vous pourriez donc répondre en vous servant de cet exemple.

**M. Whitham:** Vous voudriez, si possible, que nous identifions les écarts qui existent entre les données énergétiques de Statistique Canada et du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources, données dont nos spécialistes de l'information en matière d'énergie se servent.

**M. Clay:** Vous avez également signalé l'évolution rapide du secteur de l'énergie de remplacement, évolution plus rapide que celle du secteur énergétique traditionnel. Du point de vue technique, croyez-vous qu'un comité comme le nôtre puisse projeter son regard bien loin dans l'avenir lorsqu'il essaie d'identifier les sources d'énergie ou les techniques particulièrement prometteuses pour le Canada?

**M. Whitham:** Pour ce qui est des détails purement techniques, je suis sûr que les membres du Comité n'y tiennent pas. J'aurais pensé que le rôle des membres du Comité et des députés aurait consisté à mettre en lumière l'importance plus ou moins grande de prendre des risques avec la sûreté des approvisionnements. J'aurais pensé que ces questions les

**[Texte]**

security of supply, matters of this kind, rather than to take the specific technical decision relating to synthesis versus hydrogenation. I would have assumed—I do not know the background, forgive me, of the members of the committee—I would assume that in general they would not be experts who would want to enter into great debate on those matters.

**Mr. Clay:** No, but at some stage the committee will have to look in more detail at a selected range of options, and one of the components that will affect the committee's decision will be the technical feasibility that, as other people advise us, may be the case. To what degree in essence, can we depend upon the forecasting abilities in this area? Is it a sufficiently rapidly changing area that you suggest that we would . . .

**Dr. Whitham:** I think you will always in this area have some difficulty in getting agreement between different witnesses and different perspectives. I think you may even have difficulty getting different performers—university, industry, government—who will necessarily agree.

I am not sure that this is altogether essential, because I would have thought perhaps a more essential condition would be to look at the options that would be open, to say, "For regional considerations, for security of supply, is it worth proceeding in a way where we know it may be relatively less economic today than some other route?" And, if so, to express a composite view that this is worth pursuing at a certain level and, if so, what are the perspectives of people from different regions in the matter of going this route. I personally would not have thought the committee would be very effective in looking at one form of gasifier vis-à-vis another form of wood gasifier or coal gasifier. I do not say that in a pejorative way, I do not know the background of the members of the committee.

**Mr. Clay:** No, the committee is directed in a general sense in this mandate to look at feasibility, so, obviously, technical matters are an element of that feasibility.

**Dr. Whitham:** I think you can call witnesses who would give you opinions. I have to say that I think most opinions in this area—as I tried to say, perhaps gently, and including, of course, I am quite sure, your first witness—are necessarily subject to some evolution in time. It is not a subject with uniform agreement between different sectors.

**Mr. Clay:** No, nor in an economic sense.

One last question, then I will pass it over to John. Research and development in general has been a weak area of performance in Canada's national effort, and perhaps the alternative energy field represents an opportunity for us to respond in a better way than we have in some others. Does EMR see any particular opportunities for Canada in this field where we might become an international leader, or at least be amongst international leaders, in any particular areas of technology?

**Dr. Whitham:** Yes, I can answer you on one, and that is very simply that we think there is a real opportunity to look at the question of the coprocessing of bitumen coal. That is something that would be a uniquely Canadian contribution to an alternative fuel source—for stretching it, it has the right

**[Traduction]**

auraient intéressés plus que les avantages de la synthèse par rapport à l'hydrogénation. Évidemment, je ne vois pas les choses de la même façon que les membres du Comité, mais j'aurais supposé que de façon générale ils n'auraient pas souhaité discuter en détail de toutes ces questions techniques.

**M. Clay:** Peut-être, mais il faudra qu'un jour le Comité examine en détail un nombre limité d'options. A ce moment-là, ce qui influencera sans doute la décision du Comité sera la possibilité technique de réaliser les projets, selon ce que les experts lui auront recommandé. Dans quelle mesure est-ce que nous pouvons compter sur la sûreté des prédictions dans ce domaine? Évolue-t-il si rapidement qu'il faille . . .

**M. Whitham:** Dans ce domaine, je pense que vous aurez toujours de la difficulté à concilier les différents témoignages et les différentes perspectives. Vous aurez peut-être même bien du mal à faire s'entendre les divers intervenants, qu'ils soient des universités, de l'industrie ou du gouvernement.

Je ne sais pas si c'est tellement important de toute façon. Il me semble que vous devrez surtout examiner les diverses options et indiquer, par exemple, si pour des motifs d'ordre régional ou pour la sûreté des approvisionnements, il est préférable économiquement de procéder de telle ou telle façon aujourd'hui. Vous devrez indiquer s'il faut procéder à tel ou tel niveau en tenant compte des différentes perspectives régionales. Je ne pense pas que le Comité doive essayer de déterminer si telle ou telle forme de gazéification est plus efficace, si la gazéification au bois est supérieure à la gazéification au charbon. Je ne dis pas cela de façon péjorative. Je ne sais pas quelles sont les antécédents des membres du Comité.

**M. Clay:** De façon générale, le Comité a pour mandat d'examiner la faisabilité des projets et les questions techniques en sont un élément.

**M. Whitham:** Vous pouvez sûrement convoquer des témoins qui vous donneront leur opinion à ce sujet. Je dois dire cependant que les opinions sur ce sujet, comme j'essayais de l'expliquer plus tôt, et c'est vrai de celles qui vous ont été données par votre premier témoin, évoluent avec le temps, et elles ne sont pas toute concordantes entre les différents secteurs.

**M. Clay:** Pas du point de vue économique non plus.

Une dernière question avant de laisser la parole à mon collègue. La recherche et le développement, de façon générale, ont été des points faibles dans l'effort du Canada. Le domaine de l'énergie de remplacement représente peut-être pour nous une occasion de faire mieux que nous avons fait jusqu'ici. Est-ce que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources voit la possibilité pour le Canada de devenir un chef de file international dans ce domaine, au niveau des moyens techniques?

**M. Whitham:** Je puis certainement répondre à cette question. Nous pensons que nous pouvons faire beaucoup dans le domaine du traitement de la houille grasse. Voilà un combustible de remplacement qui est une contribution typiquement canadienne. Il s'agit d'un bon adjuvant, il contient la bonne



## [Text]

chemistry of that mix, it is in line with where we have technology and we have developed technology, it is uniquely Canadian and we could put it into place. That is one example, there may be others.

**Mr. Clay:** Possibly, too, in the field of tidal energy with low-head turbines.

**Dr. Whitham:** I do not know. I think we have a direct opportunity in Canada to ensure that we can economically bring on low-head systems. I keep deliberately saying not merely tidal, because they are of use in rushing water in small locations where you cannot use classical turbines, and there may well be a big, small-scale market of use to small communities to displace expensive imported diesel oil—in that sense, independent of whether or not you proceed now with large-scale Fundy or other tidal developments. To some extent you can decouple the technology from purely tidal.

**Mr. Clay:** So, it would probably be fair to conclude that, given the range of alternative energy options Canada possesses, and given the geographic variability too, we would anticipate several areas of technology.

• 1730

**Dr. Whitham:** Yes, I am a little bit worried about my response in case it leaves you with the concept that there is no possibility of using biomass. It may well be I am certainly not sufficient an expert. I think if you call people responsible for technical details of the biomass program I am quite certain there are certain technologies in fermenting cellulose and other things where opportunity exists in Canada. The other week there was a public announcement in connection with a chemical institute meeting in Ottawa where, for example, a university professor believed there is some possibility of a scientific breakthrough for a particular kind of molecular structure that could be used in solar voltaics. So I certainly do not want to give the idea that the example I gave, which is in the conventional and nonrenewable field, is the only example. There are probably others as well but you might get better information from more expert witnesses in this field.

**Mr. Clay:** Thank you, Dr. Whitham.

**The Chairman:** Okay, Mr. Clay. Mr. Graham.

**Mr. McCauley:** May I ask a quick supplementary?

**The Chairman:** Yes, Mr. McCauley. Excuse me.

**Mr. McCauley:** In response to Mr. Clay you said something to the effect that we could be a world leader, in what? Coal?

**Dr. Whitham:** I said by using coal to stretch the bitumen processing. This is an example of an area where . . .

**Mr. McCauley:** That has never been done anywhere?

**Dr. Whitham:** No.

## [Translation]

combinaison chimique. Nous avons mis au point des moyens techniques typiquement canadiens à cet égard et nous pouvons les déployer. C'est un exemple; il y en a d'autres.

**M. Clay:** Il y a peut-être également le domaine de l'énergie marémotrice, avec une technologie qui emploie des turbines à faible hauteur de charge.

**M. Whitham:** Je ne sais pas. Nous avons la possibilité au Canada d'installer économiquement des systèmes à faible hauteur de charge. J'évite de parler strictement de l'énergie marémotrice parce que ces systèmes sont déjà utilisés dans les rivières de petites localités où il est impossible d'employer des turbines conventionnelles. Il pourrait y avoir un marché assez considérable pour ce genre de système dans les petites localités. Il serait destiné à remplacer ceux qui font appel au carburant diesel importé. Ce marché existerait que le projet d'énergie marémotrice de la Baie de Fundy ait une suite ou non. Le système peut s'appliquer à autre chose que l'énergie purement marémotrice.

**M. Clay:** Il est donc possible de prévoir pour le Canada, avec ses nombreuses options énergétiques, avec sa géographie qui varie tellement, plusieurs nouveaux moyens techniques.

**M. Whitham:** Oui, que ma réponse vous ait laissé croire à l'impossibilité de recourir à la biomasse m'embête un peu. C'est fort possible, je ne suis certainement pas suffisamment expert. Si vous le demandiez aux responsables des détails techniques du programme sur la biomasses, je suis pratiquement certain que pour certaines techniques de fermentation de la cellulose entre autres, des possibilités existent au Canada. L'autre semaine, une déclaration publique a été faite à la suite de la réunion à Ottawa d'un institut de chimie au cours de laquelle un professeur d'université a émis la possibilité scientifique de créer une structure moléculaire d'un genre particulier qui pourrait être utilisée dans les cellules voltaïques solaires. Je ne veux donc pas que vous pensiez que l'exemple que j'ai donné, dans le domaine traditionnel et non renouvelable, est le seul exemple. Il y en a probablement d'autres et vous obtiendrez de bien meilleurs renseignements en vous adressant à des experts dans ce domaine.

**M. Clay:** Merci, monsieur Whitham.

**Le président:** Très bien, monsieur Clay. Monsieur Graham.

**M. McCauley:** Puis-je poser une petite question supplémentaire?

**Le président:** Oui, monsieur McCauley. Je m'excuse.

**M. McCauley:** Vous avez répondu à M. Clay que nous pourrions jouer un rôle de leader mondial, dans quel domaine? Celui du charbon?

**M. Whitham:** J'ai dit en utilisant le charbon comme adjuvant pour la production du bitume. C'est un exemple de domaine dans lequel . . .

**M. McCauley:** Cela n'a jamais été fait nulle part?

**M. Whitham:** Non.

[Texte]

**Mr. McCauley:** Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. John Graham.

**Mr. John E. S. Graham (Science and Technology, Research Branch, Library of Parliament):** Thank you, Mr. Chairman. I would also like to congratulate you on putting this report together in such a short period of time. I have to do that occasionally, too, and I know it is rather difficult.

Two of my questions relate to the table on page 50. We do not always take everything into consideration when we make decisions but one of the most important things is economics and I think the figures that you have here may influence people into deciding which alternative was best.

I would like to ask you if a lot of things which could have been taken into consideration were, in fact, taken into consideration, such as environmental costs? If we burn more hydrocarbons, if we go more towards diesel engines, there will be increased particulate load in the atmosphere. There is hydrocarbon emissions, photochemical smog; acid rain is becoming a very important problem in Canada, indeed, in all of North America and it is almost directly related to fossil fuel consumption. And the costs associated with this acid rain have not been calculated yet but perhaps one estimates could be made of that.

Another example is accumulation of carbon dioxide in the atmosphere or, in the case of the alcohols, what the food value of the grain is, whether or not that is lost in the process because the protein is kept. In addition, whether lands that are not now used for grain growth could be in the future, marginal lands could, because they would be suitable for carbohydrate production and in actual fact the protein by-product that would be produced would increase the food value of grain in Canada.

Other things such as capital investments required for different types of plants, such as the difference between building a tarsands plant or building methanol plants around the country and, in particular, time considerations, the amount of time to bring, say, a methanol or ethanol plant on stream, all these considerations, are they reflected in these costs per barrel?

**Dr. Whitham:** The simple answer to the question is no, but I hope I am allowed to say that most of the items you have mentioned there, other than acid rain, if in the full text, are articulated in each case. We point out, for example, the problem with diesel is particulate emissions. We are quite clear that there is a difference on large scale oilsand plants; somewhere in the document we point out that some of the alcohol can be brought up in smaller-scale regional plants.

So the simple answer is no, there is no formal calculation of some of these other environmental credits or other disadvantages built into these numbers. Mention of them for consideration in assessing priorities is in general mentioned in the text

[Traduction]

**M. McCauley:** Merci.

**Le président:** Merci, Monsieur John Graham.

**M. John E. S. Graham (Science et Technologie, Service de Recherche, Bibliothèque du Parlement):** Merci, monsieur le président. J'aimerais également vous féliciter d'avoir rédigé ce rapport à si bref délai. Je travaille parfois dans les mêmes conditions et je sais que c'est très difficile.

Deux de mes questions se rapportent au tableau à la page 50. Nous ne tenons pas toujours compte de tout lorsque nous prenons des décisions, mais un des aspects les plus importants est l'économique et je pense que les chiffres figurant ici sont susceptibles d'influer sur les décisions quant à la meilleure solution.

J'aimerais vous demander si nombre des facteurs qui auraient pu être pris en considération l'ont, en fait, été, comme les conséquences écologiques? Si nous brûlons une quantité accrue d'hydrocarbures, si nous optons de plus en plus pour les moteurs diesels, il y aura une charge accrue de particules dans l'atmosphère. Il y aura émission d'hydrocarbures, formation de brouillard photochimique. La pluie acide devient un problème très important au Canada, dans toute l'Amérique du Nord, d'ailleurs, et ce phénomène est pratiquement directement lié à la consommation de combustible fossile. Les coûts associés à cette pluie acide n'ont pas encore été calculés mais on pourrait peut-être en faire quelques estimations.

Un autre exemple est l'acide carbonique dans l'atmosphère ou, dans le cas des alcools, quelle est la valeur nutritive des céréales, savoir si oui ou non c'est perdu dans le procédé puisque les protéines sont conservées. Encore, savoir si les terres qui ne servent pas actuellement à la culture de céréales pourraient l'être à l'avenir; des terres secondaires pourraient l'être, car elles conviendraient à la production d'hydrates de carbone et les protéines ainsi produites accroîtraient la valeur nutritive des céréales canadiennes.

Il existe d'autres facteurs, tels que les investissements en capitaux nécessaires pour différents types d'usines, la différence de coût entre la construction d'une usine de production de sables bitumineux ou celle d'une usine de production de méthanol dans notre pays, et en particulier, le facteur temps, le temps nécessaire, disons, pour qu'une usine de production de méthanol ou d'éthanol devienne productive, a-t-on pris en compte tous ces facteurs dans le coût par baril?

**M. Whitham:** La simple réponse est non, mais j'espère pouvoir dire que la majorité des facteurs que vous venez de mentionner, mise à part la pluie acide, si ce n'est dans le texte complet, sont pris en considération dans chaque cas. Par exemple, nous signalons que le problème lié au diesel est l'émission de particules. Nous savons très bien qu'il y a une différence avec les usines de sables bitumineux à grande échelle. Quelque part dans le mémoire, nous signalons que certains des alcools peuvent être produits dans des usines régionales à petite échelle.

La simple réponse est non, nous n'avons pas fait de calcul formel incluant ces facteurs écologiques positifs ou négatifs dans ces chiffres. Ils sont mentionnés dans le texte dans le cadre de l'évaluation des priorités à deux omissions près. Dans



[Text]

with two omissions. In the text, just because it had to stop somewhere, we did not go into acid rain and sulphur problems, which is a problem in heavy fuel oils, in some sources of oil; it is a problem with some coal. Nor did he go into the potential for long-term climatic shifts as a result of the buildup of carbon dioxide partly from the fuel, partly from forest practices throughout the world. Sorry, sir, we just did not attempt to write papers on those issues as well, although they are very real.

• 1735

**Mr. Graham:** I can understand why you did not. But if you have any people who are versed in some of these fields, I wonder whether they could give some ideas of the costs which might be involved; environmental costs et cetera. Someday those bills are going to have to be paid, and I think it might drastically affect the cost per barrel that we see here.

**Dr. Whitham:** The kind of calculations we can make and that are very hard to translate over is that we can say if you go to a coal plant producing electricity and you happen to want to use a coal with sulphur in, and you want to reduce sulphur emissions, then we can try to make an estimate of the cost of scrubbing; what this will do to the electricity cost produced by that station. Some estimates of this kind are made repeatedly by my colleagues in different studies involving coal and matters of this kind. I do not know a general study that enables you to do this by a formula on all kinds of liquid fuel options. Certainly we could provide you with indications of the kinds of consequences on, say, electricity from coal, which perhaps will give some guideline for the kind of environmental costs of protecting ourselves against acid rain for that much energy. Perhaps you might have a general feel that that gives you a way to estimate generally the costs elsewhere, but I do not know a way of doing it generally.

**The Chairman:** Mr. Graham, would you mind if I interrupted just for a second? Would it be fair, Dr. Whitham, if we asked you to provide us with the units that were used to come to your cost-per-barrel oil equivalent? Then further to your questions, Mr. Graham, the committee may wish to add others to take care of your concerns. Would that be fair, sir?

**Dr. Whitham:** I am sorry, Mr. Chairman, I have a little bit of trouble in understanding it. In Table 1, we are essentially putting out a number of options. We are identifying how those options look if you will pursue those options to remove a barrel of oil.

From the present system; we are giving the economics of that without prejudice to the matters. We are doing that, for example, for end gasoline for a plant that might typically be 30,000 barrels a day. We are indicating the general scale of the technology involved in estimating those costs, but what we are not doing is giving plus or minuses for environmental credits or disbenefits, as Mr. Graham was suggesting. We

[Translation]

le texte, simplement parce qu'il fallait bien nous arrêter quelque part, nous n'avons pas parlé des problèmes liés à la pluie acide et au soufre, problèmes que posent la production d'huile lourde, l'exploitation de certaines sources de pétrole et de certaines catégories de charbon. Nous n'avons pas non plus étudié les répercussions à long terme sur le climat de l'accumulation d'acide carbonique provoquée en partie par l'utilisation de ces combustibles et en partie par l'exploitation forestière dans le monde entier. Je m'excuse, monsieur, nous n'avons rien écrit sur ces problèmes bien qu'ils soient réels.

**M. Graham:** Je peux comprendre pourquoi. Cependant, si vous avez des spécialistes dans ces domaines, pourraient-ils nous donner une idée de la facture, écologiquement parlant. Un jour il faudra régler cette facture, et je pense que cela pourra avoir un effet spectaculaire sur le prix du baril indiqué ici.

**M. Whitham:** Le genre de calculs que nous pouvons faire, et ils sont très difficile à chiffrer, sont les suivants. Prenons une usine produisant de l'électricité à partir du charbon. Vous voulez utiliser du charbon contenant du soufre et vous voulez réduire les émissions de soufre. Nous pouvons essayer de faire le calcul de ce que coûtera cette élimination, de l'incidence que cela aura sur le prix de l'électricité produite par cette usine. Les calculs de ce genre sont faits tous les jours par mes collègues dans le cadre d'études portant sur le charbon et d'autres produits de ce genre. Je ne connais pas d'études générales qui permettent d'appliquer une formule à toutes les options de combustible liquide. Bien sûr, nous pourrions vous fournir des indications sur les genres de conséquences de la production, disons, d'électricité; à partir du charbon, qui vous donneront peut-être une idée du genre de prix écologiques que la production de cette énergie nous coûtera pour nous protéger contre la pluie acide. Cela vous donnera peut-être un étalon vous permettant d'évaluer d'une manière générale tous les autres coûts, mais je ne connais pas de moyen de le faire d'une manière générale.

**Le président:** Monsieur Graham, verriez-vous un inconvénient à ce que je vous interrompe une seconde? M. Whitham, pourrions-nous vous demander de nous fournir les unités que vous avez utilisées pour arriver à votre coût par baril en équivalent de pétrole? Ensuite, pour prolonger vos questions, monsieur Graham, le comité souhaitera peut-être en ajouter d'autres pour dissiper vos inquiétudes. Pourrions-nous vous faire cette demande, monsieur?

**M. Whitham:** Je m'excuse, monsieur le président, j'ai du mal à comprendre. Dans le tableau numéro 1, nous décrivons un certain nombre d'options. Nous donnons l'équivalence économique par rapport à un baril de pétrole dans le système actuel.

Nous donnons l'exemple d'une usine produisant de l'essence à raison d'environ 30,000 barils par jour. Nous indiquons l'échelle générale de technologie nécessaire dans le calcul de ces coûts. Mais nous n'accordons pas de point positif ou négatif en matière d'environnement, comme l'a suggéré M. Graham. Nous pourrions parler de certains domaines plus particuliers que nous l'avons fait dans ce document. Nous

## [Texte]

could talk about which areas we feel there are more strongly than we have in the paper. We could produce some summary of that for you, if you like, but I would have to think about how to do it.

**The Chairman:** Thank you.

Mr. Graham, I am sorry if I cut you off.

**Mr. Graham:** That is fine. I just want to repeat that I am asking that question for the committee's benefit. If we keep burning petroleum, say, and we have a lot of problems with acid rain and we have particulate emissions, some day we are going to have to pay for that cleanup. If we used alcohol fuel, for example, as just one alternative, you would not have problems with particulates most probably and you would not have acid rain et caetera; so those costs would not be involved in using alcohol as a fuel. If you averaged that out in the cost per barrel over the long term, it might make liquid alcohol fuels look much more attractive.

The second question here also pertains to that table. There are two question marks on the table: one for engine development, how that might affect cost per barrel; and the other, ethanol from cellulose. To me, those are perhaps the two most important things that are included in the table. Cellulose is one of our largest resources and we have to have some idea of what the cost per barrel is going to be, at least in the future. Also, engine development is very important, because if we move into alcohol engines it will have a great effect on what fuels we use.

**Dr. Whitham:** If I may answer the first one, I think it was the difficulty of converting the arguments you make about the development of engines. Whether you go to broad fuel engines, whether you go to alcohol-only engines, it is how to attribute that into an equivalent cost per barrel displaced. I do not know you do that calculation, because you cannot just divide; it is a kind of meaningless number. It does not fit in with giving a number in the same sense as the others do; that is why it was left with a question mark. Perhaps we should have left it blank. It does not fit in the same way.

• 1740

The cellulose: the problem there is simply that we are unable to identify a sufficiently coherent body of knowledge that enables us to make a projection at a scale of something like 5,000 barrels. What is the best current estimates to produce 5,000 barrels a day by 1990? We are unable to make that estimate because it is in such a pioneer state.

**Mr. Graham:** Well, in reference to the first question mark then, I wonder if, rather than giving us a number value, we could have perhaps a short paper on the philosophy of how development of alcohol-fuelled engines in this country might effect how we use liquid fuels; philosophical discussion rather than an economic one, which would give us some idea of how costs might be effected in the future if we went along that line.

In terms of a second question mark, I have a lot of papers I have read recently about methanol production and Lurgee

## [Traduction]

pourrions en faire un résumé, si vous le souhaitez, mais il me faudrait y réfléchir.

**Le président:** Merci.

M. Graham, je m'excuse de vous avoir interrompu.

**M. Graham:** Je vous en prie. Je veux simplement répéter que je pose cette question dans l'intérêt du comité. Si nous continuons à brûler du pétrole, et que les problèmes de pluie acide et d'émission de particules augmentent, un jour, il nous faudra régler la facture. Si nous optons pour les combustibles à base d'alcool, par exemple, nous n'aurions probablement pas ces problèmes de particules et de pluie acide et le prix de revient s'en trouverait par là même réduit. Si vous faisiez entrer ce facteur dans le coût par baril à long terme, l'option des combustibles à partir d'alcool liquide présenterait un intérêt accru.

Ma deuxième question porte également sur ce tableau. Il y a deux points d'interrogation: un pour la mise au point des moteurs, comment cela affectera-t-il le coût par baril, et un autre au sujet de la production d'éthanol à partir de produits cellulose. Personnellement, il s'agit peut-être des deux choses les plus importantes incluses dans ce tableau. La cellulose est une de nos ressources les plus importantes et nous devons avoir une idée de ce que le coût par baril sera, tout du moins à l'avenir. La question de la mise au point des moteurs est également très importante car si nous passons au moteur à alcool, cela aura une grande conséquence sur les combustibles que nous utiliserons.

**M. Whitham:** Puis-je répondre à votre première question? Il nous a été impossible de vraiment chiffrer cette mise au point des moteurs, car selon que vous optez pour des moteurs acceptant toutes sortes de combustibles ou seulement de l'alcool, l'équivalent du coût par baril est différent. Je ne comprends pas comment vous faites ce calcul; on ne peut pas simplement diviser, ce chiffre ne veut rien dire. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle on la fait suivre par un point d'interrogation. Il aurait peut-être mieux valu laisser un «blanc».

En ce qui concerne les produits cellulose, dans l'état actuel des connaissances, il est impossible de faire des projections portant sur 5,000 barils. Quelles sont les possibilités de produire 5,000 barils par jour d'ici à l'an 1990? C'est impossible à dire, car nous n'en sommes qu'au début.

**M. Graham:** Plutôt que de nous donner des chiffres précis, y aurait-il moyen de nous expliquer, par écrit, comment l'utilisation de moteurs fonctionnant à l'alcool se répercutera sur l'utilisation de carburant liquide. J'aimerais que vous nous donniez des explications scientifiques plutôt que des chiffres, de façon à ce que nous puissions nous faire une idée de l'incidence de pareilles substitutions au plan des coûts.

Par ailleurs, j'ai lu différents articles concernant la production de méthanol, concernant également les génératrices



[Text]

generators, et cetera—the various types of wood gasifiers. I think some figure with perhaps a broader range than you have used for some of these others. . . I think some figure should be derivable, from a lot of the information I have seen. Some ball-park figure anyway. It would be perhaps more useful than a question mark.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, just on that very point though, in fairness to the gentlemen, in Winnipeg you will recall he stated—the gentleman speaking—that there was no plant producing ethanol from cellulose as yet. It has only been done in the lab.

**Mr. Graham:** I am talking about methanol from wood, not ethanol.

**An hon. Member:** This is ethanol from cellulose.

**Mr. MacBain:** You were using ethanol.

**Mr. Graham:** Well there is methanol from cellulosis which I am interested in, and also ethanol. I was talking to one fellow there, Dr. Zoitch, who says—I think you are right, there are no pilot plants—that these are going to be coming onstream within one to two years, and if he is wrong . . .

**The Chairman:** If I could just interject here once again. The bell is going to ring in about a minute and a half for a vote . . .

**Mr. Gurbin:** I have one urgent question.

**The Chairman:** If you could put your question quickly, Mr. Graham, and doctor, you would like to have another short one?

**Mr. Gurbin:** Just a question I think in the interest of all of us.

**The Chairman:** Mr. Graham, you have the floor. I just wanted to remind members we will be leaving for a vote in two minutes.

**Mr. Graham:** Perhaps there could be some discussion of how biotechnology may increase the present types of yields we are getting now; if you incorporate cellulose genes into fermenting yeast, et cetera, how that might speed up the process. That would involve ethanol from cellulotics. I can skip my last question.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, just on that before he skips it, there is no question about the fact that you can make methanol from cellulose if you do not use the fermentation process. It is only in trying to make ethanol by the fermentation process by cellulose, which is at the laboratory level. That is why Brazil is moving so fast and we are so slow.

**The Chairman:** They have sugar cane and we do not.

**Mr. MacBain:** No, no. They are using cellulose.

**The Chairman:** Some of these answers, of course, can be given to the clerk of the committee, and the doctor with him, in writing. It is very acceptable, in view of the fact that we are trying to beat the bell. Doctor, you had a question.

**Mr. Gurbin:** Just while we have the advantage of having our witness here, I would like to know where he thinks we should go. Where he thinks we are going, where he thinks our

[Translation]

Lurgee ainsi que différentes techniques en vue de la gazéification du bois. D'après tout ce que j'ai pu lire à ce sujet, il devrait y avoir moyen de citer des chiffres plus précis que ceux que vous nous avez donnés. En tout état de cause, une généralisation est plus utile qu'un point d'interrogation.

**M. MacBain:** Je tiens à préciser qu'il n'existe pas encore d'usine pour la production de l'éthanol à partir de cellulose, cela ayant jusqu'à présent été réalisé uniquement en laboratoire.

**M. Graham:** Je parle de la production de méthanol à partir de bois et non pas d'éthanol.

**Une voix:** Il s'agit de la production d'éthanol à partir de cellulose.

**M. MacBain:** Vous avez utilisé l'éthanol.

**M. Graham:** Je m'intéresse aussi bien à la fabrication de méthanol à partir de cellulose qu'à la production d'éthanol. D'après M. Zoitch, il n'existe pas encore d'usines pilotes; mais ces usines devraient commencer à fonctionner d'ici un à deux ans.

**Le président:** Je vous rappelle que la sonnerie va se déclencher d'ici une minute et demie, pour un vote à la Chambre.

**M. Gurbin:** Je voudrais poser une question urgente.

**Le président:** Allez-y rapidement, M. Graham ainsi que M. Gurbin.

**M. Gurbin:** Cette question nous intéresse tous.

**Le président:** Vous avez la parole, M. Graham. Dans deux minutes, je vais devoir lever la séance pour que nous puissions nous rendre à la Chambre.

**M. Graham:** Il serait utile, je pense, d'examiner comment la biotechnologie est susceptible d'accroître les rendements, notamment par l'incorporation de gènes de cellulose dans la levure en fermentation, méthode qui permettrait par la même occasion d'accélérer ce processus. Il s'agit de la production d'éthanol à partir de cellulose. Je vais laisser tomber ma dernière question.

**M. MacBain:** Il y a certainement moyen de produire du méthanol à partir de cellulose sans le processus de fermentation. C'est la fabrication d'éthanol à partir de cellulose par le processus de fermentation qui en est encore à l'étape expérimentale. C'est la raison pour laquelle le Brésil fait des pas de géant alors que nous faisons du surplace.

**Le président:** Le Brésil possède la canne à sucre, ce qui n'est pas notre cas.

**M. MacBain:** Pas du tout. Ils utilisent la cellulose.

**Le président:** Les réponses aux questions pourront être remises par écrit au greffier du comité, ce qui nous permettra de tout terminer avant la sonnerie. Vous avez une question, monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** J'aimerais que le témoin nous dise quelle serait à son avis la meilleure voie à suivre dans notre cas.

[Texte]

best opportunities are. An opinion, in other words, rather than . . .

**The Chairman:** I do not know if that is a fair question. You are coming very close to the line of policy there, and I do not like putting a deputy minister in that position. I think the committee will understand that, doctor. There may be further witnesses that we could pose that question to. Doctor, if you agree with me, it is quite acceptable that you not answer that question.

• 1745

**Dr. Whitham:** I think I answered some remarks fairly close to the ground earlier on . . .

**The Chairman:** On your behalf, gentlemen, I once again thank you very much for your very good brief and taking this afternoon with us. I would not be surprised, sir, if we would call on your further in our studies. Thank you very much.

This meeting is adjourned.

[Traduction]

**Le président:** Vous venez de poser une question de principe qui en règle générale ne devrait pas être adressée au sous-ministre. Vous pourrez poser votre question à d'autres témoins. Si vous êtes d'accord, nous ne demanderons donc pas au témoin de vous répondre.

**M. Whitham:** J'ai déjà pratiquement répondu à votre question.

**Le président:** Au nom des membres du Comité, je remercie les témoins de leur mémoire, ainsi que de leur présence parmi nous cet après-midi. Il se pourrait que nous vous convoquions à nouveau. Merci beaucoup.

La séance est levée.





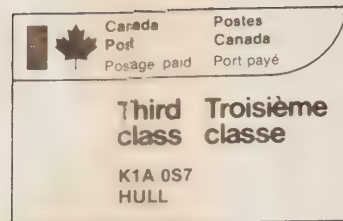












*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Cœur Boulevard,  
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Cœur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

---

## WITNESSES—TÉMOINS

Thursday, June 12, 1980

*From the Research Branch of the Library of Parliament:*

Mr. P. Laundry, Director;

Mr. D. N. Clay, Chief, Science and Technology Division.

Le jeudi 12 juin 1980

*Du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:*

M. P. Laundry, directeur;

M. D. N. Clay, chef, Division des sciences et de la technologie.

Wednesday, June 18, 1980

*From the Research Branch of the Library of Parliament:*

Mr. D. N. Clay, Chief, Science and Technology Division.

Le mercredi 18 juin 1980

*Du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:*

M. D. N. Clay, chef, Division des sciences et de la technologie.

Wednesday, June 25, 1980

*From Energy, Mines and Resources Canada:*

Dr. K. Whitham, Assistant Deputy Minister, Conservation and Non Petroleum Branch.

Le mercredi 25 juin 1980

*De Énergie, Mines et Ressources Canada:*

M. K. Whitham, sous-ministre adjoint, Direction de la conservation et des produits non pétroliers.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 2

Wednesday, July 2, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 2

Le mercredi 2 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

## Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

## Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

DEPOSITORY LIBRARY MONTREAL

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980



SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*  
J. M. Robert Normand  
*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JULY 2, 1980

(5)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3:15 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain and Portelance.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager and Mr. John DeGrace, Committee Researcher.

*Witnesses: From National Research Council Canada—On Wind Energy:* Dr. G. M. Lindberg, Director, National Aeronautical Establishment; Mr. M. S. Chappell, Task Coordinator, Renewable Energy and Mr. R. J. Templin, Laboratory Head, Low Speed Aerodynamics.—*On Fusion Energy:* Dr. P. A. Redhead, Director, Division of Physics.

*It was agreed,*—That the schedule of meetings for the Committee be as follows:

TUESDAY, JULY 8, 1980: 3:30 p.m. to 5:30 p.m.  
Biomass—Dr. R. P. Overend, National Research Council Canada.

WEDNESDAY, JULY 9, 1980: 4:00 p.m. to 6:00 p.m.  
Solar—Mr. R. M. Aldwinkle, National Research Council Canada

TUESDAY, JULY 15, 1980: 3:30 p.m. to 5:30 p.m.  
Tidal—Mr. A. N. Karas, National Energy Board

WEDNESDAY, JULY 16, 1980: 4:00 p.m. to 6:00 p.m.  
Hydrogen—Dr. J. Brian Taylor, National Research Council Canada

TUESDAY, JULY 22, 1980: 3:30 p.m. to 5:30 p.m.  
Ocean—Mr. J. Ploeg, National Research Council Canada

WEDNESDAY, JULY 23, 1980: 4:00 p.m. to 6:00 p.m.  
Economy—David Slater, Acting Chairman, Economic Council of Canada

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That the Clerk of the Committee be authorized to make arrangements for two offices which will be used by the Committee, Members of the Committee and the Committee's staff during the consideration of its Order of Reference. One of the offices should be large enough to sit four people, mount bookshelves to place the various publications which will be acquired by the Committee, worktables and filing cabinet. The second office will be utilized by the Committee, Committee Members or the Committee's expert staff and may also be utilized for Committee meetings.

That the Clerk be authorized to requisition from the Purchasing and Equipment Branch the necessary furniture that will be required for this office and which is as follows:

—desks (4)

—shelving for the books, publications and other reports

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 2 JUILLET 1980

(5)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 15 h 15 sous la présidence de M. Lefebvre (président)

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain et Portelance.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, chef et gestionnaire de projet du Comité et M. John DeGrace, chercheur auprès du Comité.

*Témoins: Du Conseil national de recherches Canada: Sur l'Énergie éolienne:* M. G. M. Lindberg, directeur, Établissement aéronautique national, M. M. S. Chappell, coordonnateur, Énergie renouvelable, M. R. J. Templin, chef de laboratoire, Aérodynamique des faibles vitesses.—*Sur l'Énergie de fusion:* M. P. A. Redhead, directeur, Division de physique.

*Il est convenu,*—Que le calendrier des séances du Comité s'établisse comme suit:

LE MARDI 8 JUILLET 1980: 15 h 30 à 17 h 30 Énergie biomasse—M. R. P. Overend, Conseil national de recherches Canada.

LE MERCREDI 9 JUILLET 1980: 16 heures à 18 heures Énergie solaire—M. R. M. Aldwinkle, Conseil national de recherches Canada

LE MARDI 15 JUILLET 1980: 15 h 30 à 17 h 30 Marées—M. A. N. Karas, Office national de l'énergie

LE MERCREDI 16 JUILLET 1980: 16 heures à 18 heures Hydrogène—M. J. Brian Taylor, Conseil national de recherches Canada

LE MARDI 22 JUILLET 1980: 15 h 30 à 17 h 30 Océan—M. J. Ploeg, Conseil national de recherches Canada

LE MERCREDI 23 JUILLET 1980: 16 heures à 18 heures Économie—David Slater, président suppléant, Conseil économique du Canada

Sur motion de M. MacBain, il est convenu,—Que le greffier du Comité soit autorisé à prendre les dispositions nécessaires pour s'assurer de deux bureaux qui seront utilisés par les comités, les membres du Comité et le personnel du Comité au cours de l'étude de son ordre de renvoi. Un des bureaux doit être suffisamment spacieux pour recevoir 4 personnes, des étagères pour placer les différentes publications que le Comité se procurera, des tables de travail et des classeurs. Le deuxième bureau sera utilisé par le Comité, les membres du Comité ou les experts du Comité et pourra également être utilisé pour les séances du Comité.

Que le greffier soit autorisé à acquérir auprès de la Direction des achats et de l'équipement les meubles nécessaires ci-dessous pour ce bureau:

—bureaux (4)

—étagères pour recevoir les livres, les publications et d'autres rapports



- filing cabinets (4)
- worktables (2)
- telephone line (1)—telephone table (1)
- typewriters (up to 4 if necessary)
- chairs for secretaries (2)
- chairs for executives (2)
- chairs (ordinary) (10)
- necessary material such as dictionaries and stationery

That the Clerk of the Committee be authorized to retain the services of a secretary to handle, under the direction of the Clerk of the Committee, correspondence, typing of various reports, setting up of the Committee's library, filing system and other related duties.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the Clerk of the Committee be authorized to advertise in daily and weekly newspapers throughout Canada for the purpose of inviting briefs dealing with alternative energy and oil substitution and that the ads be published on two consecutive days.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That July 29, 30 and 31 be designated as the days on which the Committee will sit mornings from 9:30 a.m. to 12:00 noon and in the afternoon from 3:00 p.m. to 6:00 p.m. for the purpose of hearing individuals and/or organizations.

Dr. G. M. Lindberg made an opening statement and, with the witnesses, answered questions on Wind Energy.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the document entitled—Canadian Wind Energy—Research and Development—, submitted by Dr. G. M. Lindberg of National Research Council Canada, be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendix "AEEA-1"*).

Dr. P. A. Redhead made an opening statement and answered questions on Fusion Energy.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the documents entitled—Fusion—Viewgraphs for meeting of the Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution— (*see Appendix "AEEA-2"*) and—A National Fusion Program for Canada—(*see Appendix "AEEA-3"*), submitted by Dr. P. A. Redhead of the National Research Council, be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence.

At 6:10 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

- classeurs (4)
- tables de travail (2)
- ligne téléphonique (1)—table téléphonique (1)
- machines à écrire (jusqu'à 4 si nécessaire)
- chaises de secrétaire (2)
- chaises pour l'exécutif (2)
- chaises (ordinaires) (10)
- matériel nécessaire comme dictionnaires et papeterie.

Que le greffier du Comité soit habilité à retenir les services d'une secrétaire pour rédiger sous la direction du greffier du Comité, la correspondance, dactylographier différents rapports, organiser la bibliothèque du Comité, établir le système de classement et effectuer d'autres fonctions connexes.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu,—Que le greffier du Comité soit autorisé à publier dans des quotidiens et des hebdomadaires canadiens des communiqués invitant les personnes et organismes qui le désirent à présenter des mémoires traitant de l'énergie de remplacement du pétrole et que l'annonce paraisse pendant deux jours consécutifs.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu,—Que les 29, 30 et 31 juillet soient désignés comme journées où le Comité siégera le matin de 9 h 30 à 12 heures et l'après-midi de 15 heures à 18 heures afin d'entendre des particuliers et/ou des organismes.

M. G. M. Lindberg fait une déclaration préliminaire puis, avec les témoins, répond aux questions sur l'énergie éolienne.

Sur motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que le document intitulé—Énergie éolienne canadienne—Recherche et développement—, soumis par M. G. M. Lindberg du Conseil national de recherches Canada, soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (*Voir Appendice "AEEA-1"*).

M. P. A. Redhead fait une déclaration préliminaire et répond aux questions sur l'énergie de fusion.

Sur motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que les documents—Fusion—Graphiques pour la réunion du Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole—(*Voir Appendice "AEEA-2"*) et—Programme national de fusion pour le Canada—(*Voir Appendice "AEEA-3"*), soumis par M. P. A. Redhead du Conseil national de recherches, soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour.

A 18 h 10, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

*(Recorded by Electronic Apparatus)*

Wednesday, July 2, 1980

[Texte]

**The Chairman:** I see a quorum, ladies and gentlemen. I now call the meeting to order.

Mr. Darling, you had a point you wanted to make.

**Mr. Darling:** Mr. Chairman, I was not able to be here at the last meeting. I understand there was a brief on this that was distributed and that there were not enough copies for even those who were here. Are there any more copies now?

**The Chairman:** The brief of last week? You mean the meeting we had with the Deputy Minister of Energy, Mines and Resources?

**Mr. Darling:** Yes. I am not sure what is was.

**The Chairman:** It was circulated to members of the committee only.

**Mr. Darling:** On, that was it.

**The Chairman:** Yes, but the proceedings and minutes of the meeting will, as usual, Mr. Darling, be addressed to every member of Parliament.

**Mr. Darling:** Oh, all right.

• 1519

**The Chairman:** Okay, thank you.

Gentlemen, before proceeding to hearing our witnesses, I wonder if I could take a few minutes of your time. Most of you have had a chance to study the documents that were given to you at noon in my office with regard to two or three housekeeping resolutions. The first one has to do with the committee schedule, which you will find as Appendix A in front of you on the sheets just passed out by our Clerk. I would like agreement that we adopt this proposed schedule as the official schedule of the committee from now until July 23.

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** On item (b) under subject No. 2, we need a motion on office space and secretarial help. You will see, immediately following the schedule of meetings, the paper presented to us by our clerk outlining the needs of the committee insofar as office space is concerned. I would like to entertain a motion that this draft resolution be adopted, as discussed at the meeting held in my office at noon.

**Mr. MacBain:** I so move.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Item (c) is the proposed advertisements that will be carried in every one of Canada's major daily newspapers in both French and English, and also in certain weekly papers, advertising the work of the committee and inviting individuals or organizations who wish to do so to make a submission to us, giving instructions on how to go about this. This was revised following the meeting held in my office at noon. If it now meets with your approval I would entertain a motion in regard to the last two pages of the sheets before you.

**Mr. Portelance:** I so move.

## TÉMOIGNAGES

*(Enregistrement électronique)*

Le mercredi 2 juillet 1980

[Traduction]

**Le président:** Mesdames et messieurs, nous avons le quorum; j'ouvre donc la séance.

Monsieur Darling, vous vouliez dire quelque chose.

**M. Darling:** Monsieur le président, je n'ai pas pu assister à la dernière séance. Je crois qu'un mémoire a été déposé et distribué à ce sujet et il n'y avait pas assez d'exemplaires pour tous les députés présents. En avons-nous reçu d'autres?

**Le président:** Le mémoire de la semaine dernière? S'agit-il de la séance que nous avons eue avec le sous-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources?

**M. Darling:** Oui. Je ne suis pas certain de quoi il s'agit.

**Le président:** Il a été distribué aux membres du Comité seulement.

**M. Darling:** Ah, c'est donc ça!

**Le président:** Oui, mais le procès-verbal de la séance sera envoyé comme d'habitude, monsieur Darling, à tous les députés.

**M. Darling:** Ah, bon alors.

• 1520

**Le président:** Très bien, merci.

Messieurs, avant d'entendre les témoins, je voudrais prendre quelques instants. La plupart d'entre vous ont pu examiner les documents concernant deux ou trois résolutions de régie interne qui vous ont été remises ce midi dans mon bureau. Le premier concerne l'horaire des réunions du comité, il s'agit de l'appendice A des feuilles brochées qui viennent de vous être distribuées par le greffier. J'aimerais faire adopter ce projet d'horaire comme horaire officiel des réunions du comité, à partir d'aujourd'hui jusqu'au 23 juillet.

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** Au sujet du paragraphe b) du point numéro 2, il faut présenter une motion portant sur les locaux et le personnel de soutien. Tout de suite après l'horaire des réunions, se trouve le document où le greffier énumère les besoins du Comité en locaux. J'aimerais qu'une motion soit présentée pour l'adoption de ce projet de résolution qui a été débattu lors de la réunion qui a eu lieu ce midi dans mon bureau.

**M. MacBain:** Je le propose.

(La motion est adoptée.)

**Le président:** Le point c) a trait aux annonces que nous publierons dans tous les grands quotidiens français en anglais du Canada ainsi que dans certains hebdomadaires, pour informer le public des travaux du Comité et inviter les personnes et organismes qui veulent le faire à nous présenter des mémoires et pour leur dire comment procéder. Cette résolution a été révisée lors de la séance de ce midi. Si elle vous convient, je suis prêt à recevoir une motion sur les deux dernières pages du document.

**M. Portelance:** Je propose cette motion.



[Text]

Motion agreed to.

**The Chairman:** Thank you. The last motion we need now is that of item (d) under subject No. 2 of your agenda, the marathon sittings: That July 29, 30 and 31 be designated as the days on which the committee will sit in the mornings from 9.30 a.m. to 12.00 noon, and in the afternoons from 3.00 p.m. to 6.00 p.m., for the purpose of hearing individuals and/or organizations. This is what we discussed at the last meeting, not the one today at noon in my office but at a previous meeting, in an effort to complete our work insofar as the groups immediately available to us here in Ottawa. I believe we should have had a sentence in there, or an additional sentence, saying "if the House of Commons is still sitting". Now, no one in this room knows, I am sure, whether we will be sitting till the end of July but the impressions we gather are that we will be. This agenda will be an attempt to finish up our hearings, as I mentioned, insofar as the groups that are easily accessible to Ottawa. On the addition of "if the House of Commons is still in session", I would like to have your opinions and a motion if you agree.

• 1525

**Mr. MacBain:** I have a question, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Yes, Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** It might be quite convenient for us to put that in but if you are scheduling people ahead—and it looks to me like you have two or three dozen meetings scheduled—and we have a little luck and we adjourn on July 28, I do not see how we can say all those meetings are cancelled.

**The Chairman:** That is the hardest part about scheduling these meetings, Mr. MacBain. I know that members, especially those who live far away from Ottawa, I am sure will be on their way home the day after we adjourn and I do not blame them for that. We can commit ourselves to this if you wish but we may end up with only the clerk and your chairman and one or two others. This is why I thought we should include in the proposed resolution, the proviso that the House would have to be sitting. However if you are willing to commit yourselves to it, as it stands, I will go along with it quite happily.

**Mr. Portelance:** I think it would be better, Mr. Chairman, we should commit ourselves to it.

**The Chairman:** We should commit ourselves to it.

**Mr. Portelance:** If the House adjourns, we will have a chance to sit longer, have longer days. We will reduce the number of days needed because we will hold more meetings. That is if the House is not in session.

**The Chairman:** Mr. Gurbin, could we have your opinion, as a member of the Official Opposition?

**Mr. Gurbin:** I support that.

**The Chairman:** You support it. Okay. That is very good. So, Mr. Portelance, you move the motion as printed on our agenda? It does not matter whether the House is sitting or not.

[Translation]

(La motion est adoptée.)

**Le président:** Merci. La dernière motion qu'il faut présenter concerne le paragraphe d) du point numéro 2 de l'Ordre du jour, les séances intensives: que les 29, 30 et 31 juillet soient désignés comme jours où le comité siégera le matin de 9h30 à midi et l'après-midi de 15h00 à 18h00, pour entendre les témoignages de personnes ou d'organismes. Nous en avons parlé lors de la dernière séance, pas celle de ce midi dans mon bureau, mais la séance précédente, car nous voulions terminer les témoignages des groupes qui se trouvent à Ottawa. Je pense qu'il faudrait ajouter ceci: «si la Chambre des communes siège encore». Personne ici ne sait si nous siégerons jusqu'à la fin de juillet mais il semble que ce soit probable. Cet horaire doit nous permettre, je le répète, de terminer les audiences des groupes qui peuvent facilement venir à Ottawa. J'aimerais avoir votre avis sur l'ajout proposé, «si la Chambre des communes siège encore», ainsi qu'une motion, si vous êtes d'accord.

**M. MacBain:** J'ai une question à poser, monsieur le président.

**Le président:** Oui, monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Cet ajout nous arrangerait peut-être, mais si on prévoit la comparution de témoins à l'avance, car d'après ce que je vois, vous avez prévu deux ou trois douzaines de séances, et si avec un peu de chance nous ajournons le 28 juillet, je ne vois pas comment nous pourrions annuler toutes ces séances.

**Le président:** C'est ce qui est le plus difficile quand on veut fixer un horaire, monsieur MacBain. Je sais que les députés, surtout ceux qui habitent loin d'Ottawa, rentreront chez eux le lendemain de l'ajournement, et je les comprends fort bien. Si vous voulez, nous pouvons nous engager à respecter cet horaire, mais dans ce cas il se peut que seul le greffier et le président et un ou deux autres députés soient présents. C'est pourquoi j'ai cru bon d'ajouter au projet de résolution la réserve selon laquelle la Chambre devrait siéger. Toutefois, si vous êtes disposés à vous engager à respecter cet horaire tel quel, je suis tout à fait disposé à l'accepter.

**M. Portelance:** Je crois qu'il serait préférable, monsieur le président, que nous nous engagions à le respecter.

**Le président:** Nous devrions nous y engager.

**M. Portelance:** Si la Chambre ajourne, nous pourrions siéger plus longtemps, faire de plus longues journées. Nous réduirons le nombre de jours nécessaires car nous tiendrons un plus grand nombre de séances. Si la Chambre ne siège pas, bien entendu.

**Le président:** Monsieur Gurbin, pourriez-vous nous donner votre avis, en tant que membre de l'Opposition officielle?

**M. Gurbin:** Je suis d'accord.

**Le président:** Vous êtes d'accord. Très bien. C'est parfait. Donc, monsieur Portelance, vous proposez la motion à l'ordre du jour? Peu importe que la Chambre siège ou non.

[Texte]

**Mr. Gurbin:** With the understanding that if we are to have meetings that they are compacted into several days' time. That is the only . . .

**The Chairman:** Yes, we have the dates right there. We keep those dates no matter what.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Thank you very much, gentlemen. So the four motions have been moved and carried. Thank you very much.

On your behalf, gentlemen, I am very happy today to welcome our witnesses from the National Research Council of Canada. Our first witness is Dr. G. M. Lindberg, Director, National Aeronautical Establishment. I understand, Dr. Lindberg, that you have an audiovisual presentation as well as a written brief that you wish to present to us?

**Dr. G. M. Lindberg (Director National Aeronautics Establishment, National Research Council):** That is correct.

**The Chairman:** Thank you for coming and the floor is yours.

**Dr. Lindberg:** Thank you very much, Mr. Chairman. Ladies and gentlemen, it is a pleasure to be able to come to talk to you today about our wind energy research and development program. What you see pictured here is the world's largest vertical axis wind turbine, the 230 kilowatt wind turbine on the Magdalen Islands and you will be hearing more about that later.

**Mr. Portelance:** Could we have the picture adjusted, Mr. Chairman.

**The Chairman:** It is not clear enough?

**Dr. Lindberg:** Let us try the next one and see how that looks. We do not have too many pretty pictures; we have had some difficulties. Is that okay?

**The Chairman:** If you close the bottom one there. Is that better now? Could we try the first one again just to see—Yes, that is much better. Would you remind repeating that again, Dr. Lindberg.

**Dr. Lindberg:** This is the world's largest vertical axis wind turbine which is situated in the Magdalen Islands, a 230 kilowatt machine. We will be giving you some details on it, where it is on our program, later on in our presentation. We thought we would start off with a pretty picture before we got to the dry words.

• 1530

**The Chairman:** Is this an NRC installation, Doctor?

**Dr. Lindberg:** That is correct. It is actually a co-operative program with Hydro-Québec with IREQ installed on the Magdalen Islands. We will give you some program details later on.

The first question that needs to be answered is why do wind energy research and development, and the foremost reason of course is because of its potential for making a significant contribution to the energy needs of Canada. It not only can make a significant contribution but we feel it can make a cost

[Traduction]

**M. Gurbin:** Sous réserve que si nous siégeons, les séances soient regroupées en quelques jours. C'est la seule . . .

**Le président:** Oui, nous avons les dates ici même. Nous respecterons ces dates quoi qu'il arrive.

(La motion est adoptée.)

**Le président:** Merci, messieurs. Donc, les quatre motions ont été proposées et adoptées. Merci bien.

En votre nom, messieurs, j'ai le grand honneur aujourd'hui de souhaiter la bienvenue à nos témoins du Conseil national de recherches du Canada. Le premier est M. G. M. Lindberg, directeur de l'Établissement d'aéronautique national. Je crois, monsieur Lindberg, que vous avez des projections à faire ainsi qu'un mémoire écrit à présenter?

**M. G. M. Lindberg (directeur, Établissement national d'aéronautique, Conseil national de recherches):** C'est exact.

**Le président:** Je vous remercie d'être venu et je vous donne la parole.

**M. Lindberg:** Merci, monsieur le président. Mesdames et messieurs, je suis heureux de pouvoir vous entretenir aujourd'hui de notre programme de recherche et de développement sur l'énergie éolienne. Vous voyez maintenant la turbine éolienne à axe vertical la plus grande au monde, l'éolienne de 230 kilowatts qui se trouve aux Îles-de-la-Madeleine et dont nous reparlerons plus tard.

**M. Portelance:** Serait-il possible d'ajuster l'image, monsieur le président.

**Le président:** Ce n'est pas assez clair?

**M. Lindberg:** Voyons la suivante. Nous n'avons pas beaucoup de belles images; nous avons eu des difficultés. Est-ce convenable?

**Le président:** Fermez la persienne du bas. Est-ce mieux maintenant? Pourriez-vous présenter encore une fois la première, pour voir . . . oui, c'est beaucoup mieux. Auriez-vous l'obligeance de répéter, monsieur Lindberg.

**M. Lindberg:** Il s'agit de la turbine éolienne à axe vertical la plus grande au monde, qui se trouve aux Îles-de-la-Madeleine, c'est une machine qui produit 230 kilowatts. Nous vous en parlerons plus en détail au cours de cette projection. Nous avons pensé commencer par une belle image avant de passer aux détails plus arides.

**Le président:** Appartient-elle au Conseil national de recherches, monsieur?

**M. Lindberg:** Oui. En fait, il s'agit d'un programme entrepris conjointement avec l'Hydro-Québec et l'IREQ aux Îles-de-la-Madeleine. Nous vous donnerons quelques détails sur le programme un peu plus tard.

La première question qu'il faut se poser est la suivante: pourquoi de la recherche et du développement sur l'énergie éolienne? La principale raison, bien sûr, c'est que cette énergie pourrait contribuer de façon notable à répondre aux besoins énergétiques du Canada. Elle pourrait apporter une contribu-



## [Text]

effective contribution. And of course it is ecologically inoffensive and is a contribution that can be made best in Canadian locations that have good wind resources which, as you will see later, identifies the Maritimes, the southern Prairies, parts of the Territories and exposed coastal regions of B.C.

A second reason for conducting wind energy research and development is the fact that a unique Canadian expertise exists. NRC, particularly the National Aeronautical Establishment, a division of NRC, commenced work in the area of wind energy, wind turbines back in the mid-sixties, when in the low-speed aerodynamics laboratory we invented the vertical axis or so-called egg beater type of wind turbine. We say "we invented" because upon doing a patent search we discovered that the concept had originally been patented by Georges Darrieus in the 1930s in France.

We continued our work on laboratory and analyses and small field testing over the next few years, concentrating on proving the concept and on looking at potential applications for Third World countries, until of course the energy crisis when we started concentrating on larger machines leading up to the field testing up to the quarter megawatt size, the Magdalen Islands turbine.

Another related reason for doing the research is the fact that the vertical axis wind turbine that we have concentrated on are fully competitive with the more conventional horizontal axis wind turbines and this has recently been confirmed by an independent study carried out on current and proposed megawatt scale wind-turbine machines in the United States and Canada.

Thirdly, there is a significant industrial potential in the area of wind energy and wind turbines. Several industrial teams exist—Bristol Aerospace Limited in Winnipeg, Dapindal in Toronto, and Shawinigan Engineering and Canadair Limited in Montreal.

As you will see later on in our presentation, we have done a penetration study which predicts that the Canadian market will be approximately 1,000 megawatt scale machines to be installed by the year 2000. The initial cost in 1980 dollars is estimated to be \$1 billion, and we foresee a Canadian requirement for a sustained production of approximately 200 such machines per year thereafter. So that represents a significant potential Canadian market. Over the above that, of course, the global market potential is immense over a large range of machine sizes, not just the megawatt machine.

I thought it might be useful to quickly skim over how the NRC work on wind energy fits into the over-all scheme of things. As you are probably aware, part of the 1974 R & D on energy was concentrated on a departmental basis, with NRC working in such areas as conservation and wind energy. Since 1974 the formation of the Energy Task Force, an interdepart-

## [Translation]

tion notable, et ce à bon compte. En outre, elle est sans risque pour l'environnement et les régions du Canada qui s'y prêtent le mieux sont celles qui sont bien exposées au vent, et nous verrons tout à l'heure qu'il s'agit des Maritimes, du Sud des Prairies, de certaines parties des Territoires et des régions côtières exposées de la Colombie-Britannique.

La deuxième raison qui milite en faveur de la recherche et du développement sur l'énergie éolienne est la compétence particulière des Canadiens dans ce domaine. Le Conseil national de recherches, en particulier son Établissement national d'aéronautique, qui en est une division, a commencé ses travaux sur l'énergie éolienne et les turbines éoliennes au milieu des années 60. C'est à cette époque que nous avons inventé au laboratoire de l'aérodynamique des faibles vitesses la turbine éolienne à axe vertical, qu'on appelle encore la «batteuse à oeufs». Quand je dis "nous avons inventé", je dois préciser que lorsque nous avons fait des recherches sur les brevets, nous avons découvert que cette idée avait déjà été brevetée par Georges Darrieus dans les années 30 en France.

Nous avons poursuivi nos travaux en laboratoire, nos analyses et des essais limités sur le terrain pendant les années suivantes, en nous efforçant de faire la preuve de la possibilité d'application de cette idée et de trouver des applications possibles pour les pays du Tiers monde, et ce jusqu'à la crise de l'énergie, qui nous a amenés à nous intéresser à de plus grosses machines, pour aboutir aux essais sur le terrain de la turbine d'une puissance d'un quart de mégawatt, aux Îles-de-la-Madeleine.

Il y a une autre raison connexe à ces recherches: c'est que la turbine éolienne à axe vertical sur laquelle nos recherches ont surtout porté ne craint nullement la concurrence des turbines éoliennes à axe horizontal plus traditionnelles, ce qui vient d'être confirmé récemment par une étude indépendante sur les éoliennes d'une puissance d'un megawatt déjà installées ou projetées aux États-Unis et au Canada.

Troisièmement, l'énergie éolienne et les turbines éoliennes présentent des possibilités d'exploitation commerciale intéressantes. Il existe plusieurs équipes de recherche industrielle: la Bristol Aerospace Limited à Winnipeg, la Dapindal à Toronto, la Shawinigan Engineering et Canadair Limitée à Montréal.

Comme nous verrons tout à l'heure, nous avons fait une étude de marché dont les résultats indiquent que le marché canadien aura besoin d'environ 1,000 éoliennes de un mégawatt d'ici l'an 2,000. On évalue le coût initial en dollars de 1980 à 1 milliard de dollars et nous prévoyons que par après, les besoins canadiens justifieront la production soutenue d'environ 200 machines par an. Cela représente donc un marché considérable au Canada. En outre, l'ensemble du marché possible est immense, si l'on envisage une gamme complète de machines de différentes puissances, et non pas seulement les machines de un mégawatt.

Il serait sans doute utile de rappeler brièvement comment les travaux du Conseil national de recherches sur l'énergie éolienne s'intègrent dans l'ensemble des recherches dans ce domaine. Vous savez sans doute qu'en 1974, la recherche et le développement sur l'énergie se faisaient surtout dans les ministères, le Conseil national de recherches s'intéressant particuliè-

## [Texte]

mental panel on energy, research and development, was formed and one of the tasks for renewables was given over to NRC and we were made responsible for the co-ordination and funding for those research and development programs, and that falls under our energy program office.

I should emphasize that what we are talking about today to you really are the technical aspects of our program, because we do not set policy, which really falls in the domain of Energy, Mines and Resources.

In terms of funding allotments, this also may be recalling old ground for you. You can see the black line in the middle which is labelled "renewables", approximately \$20 million in 1979-80 and a like sum in 1980-81 is devoted to research and development in this area, which is just over 10 per cent of the total energy R & D allotment.

This shows you how we are organized. Under the Inter-departmental Panel on Energy Research and Development within NRC we have the responsibility for the task co-ordination of renewables, and their co-ordination falls into our energy program office headed by Dr. Cockshutt, and the renewables co-ordinator is with me today, Mr. Mark Chappell. There are five areas of renewables, wind that we are talking about. I also have the program co-ordinator with me, Mr. Jack Templin.

• 1535

Finally, to give you an idea of how that \$20 million of funding is split amongst the areas of renewable energy, I will show you this chart, which shows solar being the largest and wind energy being just over \$1 million funding during the last three years. We will talk about, later on in the presentation, a proposed new program.

At this point I would like to turn it over to Mark Chappell to go into some details.

**Mr. M. S. Chappell (Task Co-ordinator, Renewable Energy, National Aeronautical Establishment, National Research Council):** Thank you, Gary. Good afternoon, ladies and gentlemen.

In order to introduce the topic of the activities in the research and development area, wind energy, it is appropriate to spend just a moment to look at the characteristics of the resource with which we are dealing.

First of all, wind energy is diffuse. It is an energy source that is dilute. As an example, in a site where an average wind velocity of seven metres per second, or about 15 miles per hour exists, the energy density in that wind is about 400 watts per square metre. In other words, a windmill with a swept area of about the size of a card table would be able to light four 100-watt bulbs, on the average, continuously.

## [Traduction]

rement à l'économie d'énergie et à l'énergie éolienne. Depuis 1974, le groupe de travail sur l'énergie, un groupe interministériel sur l'énergie, la recherche et le développement, a été créé, et le Conseil national de recherches a été chargé particulièrement de la recherche sur les formes renouvelables d'énergie et de la coordination et du financement de ces programmes de recherche et de développement, qui relèvent de notre programme en matière d'énergie.

Je dois souligner que nous vous parlons aujourd'hui des aspects techniques du programme, car l'élaboration des politiques ne relève pas de nous, mais du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La réparation des budgets est un sujet qui vous est plus familier. La ligne noire du milieu, qui marque les «énergies renouvelables», montre qu'environ 20 millions de dollars ont été consacrés en 1979-1980 et à peu près la même chose en 1980-1981 à la recherche et au développement dans ce domaine, ce qui représente un peu plus de 10 p. 100 du budget total de recherche et de développement en matière d'énergie.

Ce tableau vous donne une idée de notre organisation. Au sein du groupe interministériel de la recherche et du développement en matière d'énergie, le Conseil national de la recherche est chargé de coordonner les travaux portant sur les ressources énergétiques renouvelables, coordination qui relève de notre bureau des programmes de recherche et de développement énergétiques dirigé par M. Cockshutt. Le coordonnateur des travaux relatifs aux ressources renouvelables M. Mark Chappell est ici aujourd'hui. Des cinq ressources énergétiques renouvelables, c'est celle du vent qui nous intéresse aujourd'hui. Je suis également accompagné par le coordonnateur du programme, M. Jack Templin.

Enfin, pour vous donner une idée de la répartition de ces 20 millions de dollars entre les différentes ressources renouvelables, je vais vous montrer ce tableau vertical, qui indique que c'est l'énergie solaire qui obtient la plus grande part et que l'énergie éolienne a reçu un peu plus d'un million de dollars depuis trois ans. Nous parlerons un peu plus tard d'un projet de nouveau programme.

Je passe maintenant la parole à M. Mark Chappell, qui va vous donner les détails.

**M. M. S. Chappell (coordonnateur, Énergie renouvelable, Établissement national d'aéronautique, Conseil national de recherches):** Merci, Gary. Bonjour, mesdames et messieurs.

Pour vous présenter les travaux de recherche et de développement sur l'énergie éolienne, il convient de consacrer quelques instants aux caractéristiques de la ressource qui nous intéresse.

Tout d'abord, l'énergie éolienne est une énergie diffuse. C'est une source d'énergie diluée. Par exemple, dans un endroit où la vitesse moyenne du vent est de 7 mètres à la seconde, ou environ 15 milles à l'heure, la densité énergétique de ce vent est d'environ 400 watts par mètre carré. En d'autres termes, un moulin à vent qui balayerait une surface équivalente à une table de jeu de cartes permettrait d'éclairer en moyenne quatre ampoules de 100 watts de façon continue.



## [Text]

The other feature of the wind energy you should realize is that the energy density is extremely dependent on the wind velocity. If the wind velocity is halved, the amount of energy available from that wind is divided by eight; so half the wind speed, one-eighth the power available. This, like other renewable energy forms, means that equipment to capture and convert into convenient form the energy from the wind is large, therefore capital intensive, and has a high front-end cost to put it into place.

Wind energy is also variable. It varies with time. As we all know, wind does not blow continuously. It varies with height, being somewhat greater as you go up in altitudes. It varies also with the local terrain. It is affected by hills and valleys, and over what type of terrain the wind approaches. These variations are interrelated and are also significant in size. Therefore, they must be taken into account when we design the equipment to capture the energy from the wind.

The wind is also, sometimes, a little ambitious for what we would like and it provides occasionally extraordinary conditions which are so infrequent as not to be able to use them to garner any further energy, but our machinery must withstand these occasional storm conditions.

These are a few of the bad aspects of wind energy as a resource. There are, however, some very good aspects.

First of all, it is truly renewable. The supply, as far as we can foretell, will last forever. It is free and, therefore, not subject to economic escalations in the same way as some of our traditional fuels have been. It is a distributed resource which suggests the installations that would capture it would be dispersed within the country and, therefore, it is strategically less vulnerable. As Dr. Lindberg has mentioned, it is environmentally benign. It suffers from no recovery and no disposal problems. Substantially the same stuff exists before and after the windmill.

In order to assess in quantitative terms the magnitude of this resource, we can first turn to a wealth of data gathered over many years by the Atmospheric Environmental Service of the Department of the Environment. As part of their meteorological data gathering system, they have gathered wind speed data at many sites in Canada over many, many years. We have tapped this data and we have converted it into a form that is useful to wind energy engineers.

• 1540

There is, however, one thing wrong with it. When those meteorological stations were put in place they were not sited in places that are appropriate to wind energy, they were sited for such useful things as airports or weather pattern areas. They were not put on the top of windy hills or down windy gorges.

## [Translation]

L'autre caractéristique de l'énergie éolienne qu'il importe de rappeler est que la densité énergétique dépend dans une très grande mesure de la vitesse du vent. Si on diminue la vitesse du vent de moitié, la quantité d'énergie qu'on peut tirer de ce vent est divisée par huit; pour une vitesse de vent deux fois moins grande, on obtient donc huit fois moins d'énergie. Quant aux autres ressources renouvelables, le matériel nécessaire pour capter et convertir la force du vent en énergie utilisable est donc considérable et exige par conséquent de fortes immobilisations et son installation comporte des frais initiaux élevés.

L'énergie éolienne est aussi variable, elle varie avec le temps. Nous savons tous que le vent ne souffle pas continuellement. Sa force varie selon la hauteur et grandit avec l'altitude. Elle varie également selon la topographie. Elle change dans les collines et les vallées et est modifiée par la configuration du terrain. Ces variations sont reliées entre elles et peuvent être également considérables. Par conséquent, il faut les prendre en ligne de compte dans la conception du matériel destiné à capter l'énergie éolienne.

Le vent peut aussi dépasser nos prévisions et créer à l'occasion des conditions extraordinaires, qui sont si peu fréquentes que nous ne pouvons pas en profiter pour accumuler l'énergie, mais nos machines doivent pouvoir résister à ces tempêtes occasionnelles.

Ce sont là quelques-uns des désavantages de l'énergie éolienne. Toutefois, elle présente aussi quelques grands avantages.

Tout d'abord, elle est vraiment renouvelable. Pour autant que nous puissions prévoir, les réserves sont inépuisables. C'est une ressource énergétique gratuite et par conséquent son coût ne risque pas de grimper comme celui des combustibles traditionnels. C'est une ressource dispersée, qui permettrait d'éparpiller dans tout le pays les installations destinées à l'exploiter; elle est donc moins vulnérable du point de vue stratégique. Ainsi que M. Lindberg l'a dit, elle ne présente aucun risque pour l'environnement. Elle ne crée pas de problèmes de récupération, ni de déchets. Le moulin à vent laisse le milieu pratiquement intact.

Pour évaluer en termes quantitatifs l'importance de cette ressource, nous disposons d'une foule de données recueillies depuis de nombreuses années par le Service de l'environnement atmosphérique du ministère de l'Environnement. Grâce à son système de cueillette des données météorologiques, ce service a recueilli des données sur la vitesse du vent dans de nombreux endroits du Canada et ce depuis de nombreuses années. Nous avons eu recours à ces données et nous les avons préparées afin qu'elles soient utiles aux ingénieurs spécialistes en énergie éolienne.

Toutefois, il y a quelque chose qui cloche. Quand ces stations météorologiques ont été construites, elles n'ont pas été placées dans des endroits favorables à l'utilisation de l'énergie éolienne, mais plutôt installées en fonction de l'emplacement des aéroports, ou en fonction des conditions météorologiques propres au milieu. Elles n'ont pas été construites au sommet de collines ou dans des vallées où le vent souffle fort.

*[Texte]*

So we have good data over a long period of time, basically, and many times in the wrong places. So we must supplement that data by new measurements made in places which are chosen specifically as being likely spots for wind energy conversion. We must augment these measurements by modelling and analysis techniques because we will never be able to afford, nor would it be appropriate, to measure wind everywhere in the country. And as I have explained, local terrain effects make these measurements manifold. We therefore need to be able to transport wind energy information from one site to another taking account of the terrain and other features between the two sites.

From these analyses and these measurements we are able to draw wind energy maps, an example of which is shown here. This is an annual average wind energy density in watts per square metre over the country, and you will see that the resource is in fact distributed very unequally across the country. It ranges from less than 200 watts per square metre on the average to over 900 watts per square metre on the average, again a function of this strong dependence on the wind velocity.

Areas of high potential clearly are the Maritimes and north and west from the Maritimes over Ungava Bay and through Hudson Bay area and, as Dr. Lindberg mentions, a pocket of high wind potential in the southern prairies. On a map of this scale it is very difficult to show any meaningful contours of wind energy in British Columbia, because the terrain is so uneven over there that the terrain effects cause the contours to be too busy for this size of map. However, it is perhaps sufficient to say that along the coast of British Columbia there are some potentially very good wind energy sites.

From the resource itself we need to consider the technology for its conversion, and here we can consider two basic aerodynamic types of machine. The first or the oldest type is the drag machine, in which a spindle containing flaps with different drag characteristics was exposed to the wind and therefore the high-drag one was driven around while the low-drag one was driven upwind. These machines are typical of the old style of windmill. They have a very high solidity because they depend on drag—that means that they have a great number of blades in the swept area—and typically they were used for pumping and grinding operations many years ago. Perhaps the most familiar of these would be the farm windmill which is probably familiar to all of you.

The new machines depend, instead of on drag, on lift, on the same force over an airfoil as is used to carry an airplane. These machines typically look very different. They are low solidity machines with only a few blades, perhaps only one or two. They are of relatively higher speed than the drag-type machines, although all windmills in terms of rotating machinery are quite low-speed machines, and because of these

*[Traduction]*

Nous avons donc de bonnes données portant sur d'assez longues périodes, mais parfois pour les mauvais endroits. Alors nous devons compléter ces données grâce à de nouvelles mesures effectuées dans des endroits choisis précisément en raison de leur potentiel pour la production d'énergie éolienne. Nous avons complété ces données par des techniques d'analyse et de modélisation, car nous ne pourrions jamais arriver à mesurer la vitesse du vent partout au pays, ce qui n'est d'ailleurs pas nécessaire. Je disais donc tout à l'heure que l'incidence de la topographie multiplie les données. Nous devons donc être en mesure de transposer les données relatives à l'énergie éolienne d'un endroit à l'autre, en tenant compte de la topographie et des autres caractéristiques des deux emplacements.

A partir de ces analyses et de ces mesures, nous pouvons dresser une carte de l'énergie éolienne, comme celle qu'on voit ici. Cette carte du pays nous donne, par région, une moyenne annuelle de la densité énergétique du vent en watts par mètre carré; vous voyez que cette ressource est distribuée de façon très inégale dans les diverses régions. Les moyennes varient entre 200 et 900 watts par mètre carré, ce qui dépend encore une fois de la vitesse du vent.

Il est évident que les régions où le potentiel est élevé sont le nord et l'ouest des provinces maritimes, dans la Baie d'Ungava et aux alentours de la Baie d'Hudson; comme le disait M. Lindberg, il y a une partie du pays, au sud des Prairies, où le potentiel est assez élevé. Sur une carte à cette échelle, il est difficile de faire une présentation très détaillée des corridors éoliens en Colombie-Britannique, puisque la région est très accidentée, et que cela entraîne un nombre de variations trop grand pour qu'on puisse en faire état sur une carte de cette échelle. Toutefois qu'il suffise de dire que sur la côte de la Colombie-Britannique, il y a certaines régions où le potentiel de production de l'énergie éolienne est très bon.

Il nous faut aussi tenir compte des techniques nécessaires pour convertir cette force en énergie; nous pouvons penser ici à deux types de machines aérodynamiques. Le premier type, et le plus ancien, c'est la machine à trainée, dans laquelle un pivot comportant plusieurs volets ayant des caractéristiques de trainée différentes, était exposé au vent; conséquemment, les volets à forte trainée étaient mobiles, alors que les volets à faible trainée étaient orientés contre le vent. Ces machines sont comparables aux anciens moulins à vent. Elles sont très solides, puisqu'elles dépendent de la trainée... ce qui veut dire qu'elles ont un très grand nombre de pales dans l'espace balayé... et ordinairement, elles étaient utilisées pour le pompage ou pour moudre le grain, il y a de cela bien longtemps. Le vieux moulin à vent qu'on trouvait sur les fermes est probablement l'exemple le mieux connu de ce type de machine.

Plutôt que d'utiliser le principe de la trainée, les nouvelles machines utilisent celui de la portance, e pour les avions. Généralement, ces machines ont un aspect bien différent. Elles sont assez peu solides et ne comportent que quelques lames, parfois même une ou deux. Leur vitesse est relativement plus élevée que les machines à trainée, quoique par rapport à toutes les autres machines rotatives, les moulins à vent tournent à une



## [Text]

characteristics they are well suited to the generation of electricity or pumping.

Another very important difference between these two kinds of machines is the relative efficiency. The new lift-type machines are much, much more efficient than the old drag machines. You may well wonder, what does efficiency mean if the fuel is for free? Perhaps it is just a nicety that engineers concern themselves with. But that is not the case, because efficiency, even with free fuel, can be translated into the size of machine that you need to produce a given output from a given resource. The size of the machine relates to its cost and the cost, therefore, has a very direct dependence on the efficiency. The higher the efficiency, the lower the cost or the higher the cost-effectiveness of the machine. Both the drag and the lift machines can be oriented in two different ways. They can be oriented with their axes horizontal, such as a propeller-type one. Typically, the old Dutch windmill is a horizontal-axis machine. One of the major characteristics of such a machine is that it must be oriented into the wind, because clearly it will not work well if the rotor is not facing the wind. It must sit on the top of a tall tower because the blades must clear the ground, and it may require some variable geometry components in order to properly control its output in a varying wind situation.

• 1545

A vertical-axis machine, on the other hand, has its axis perpendicular to the ground. It is therefore omni-directional and cares not which way the wind approaches it. Therefore, it does not need any orientation. It sits on top of a short tower because the entire rotor sits above the tower and therefore the machinery that it drives is substantially at ground level. It, however, may require some guy wires to hold it up.

The Canadian Research and Development Program has concentrated on the vertical-axis aerodynamic-lift type of machine, the so-called Darrieus or, in common terms the egg-beater machine. For these reasons, it is a very simple configuration and therefore has the potential to be much more cost-effective. It is relatively higher speed and therefore is more suited to driving electrical generators. It does not require variable pitch and hence potentially difficult machinery to control. It has inherent aerodynamic characteristics which provide that control for us. And last, but not least, we in Canada have world leadership in the technology of designing and building these machines. From the resource through the type of machines to convert that resource leads us logically to the applications of wind energy.

On this view graph you can see they have been broken into three categories: small, special purpose machines, typically of the order of one kilowatt power, find great potential market to provide very low amounts of power in extremely remote situations requiring perhaps only one or two hundred watts. Their

## [Translation]

vitesse relativement faible; en raison de ces caractéristiques, ils conviennent bien à la production d'électricité, ou au pompage.

Une autre des différences importantes entre ces deux machines, c'est leur efficacité relative. Les nouvelles machines à portance sont beaucoup plus efficaces que les anciennes machines à traînée. Vous vous demandez sans doute quelle est l'importance de l'efficacité, lorsque la ressource première est gratuite. Ce n'est peut-être qu'un détail amusant dont se préoccupent les ingénieurs. Toutefois, tel n'est pas le cas, puisque même si la ressource de base est gratuite, l'efficacité peut être interprétée comme étant la taille de la machine nécessaire pour produire une quantité donnée d'énergie à partir d'une certaine quantité de la ressource. La taille de la machine en influence le coût. et conséquemment, le coût a en effet direct sur l'efficacité. Plus la machine est efficace, moins elle coûte cher, ou encore, plus la machine est efficace par rapport à son coût. Les deux machines, à portance ou à traînée, peuvent être orientées de deux façons différentes. Leur axe peut être horizontal, un peu comme une hélice. Par exemple, les anciens moulins à vent hollandais sont des machines à axe horizontal. L'une des principales caractéristiques d'une telle machine, c'est qu'elle doit être orientée face au vent, puisqu'il est évident que le rendement ne sera pas bon si le rotor ne fait pas face au vent. Cette machine doit donc être placée au sommet d'une haute tour, puisque les pales ne doivent pas toucher au sol, et il faudra peut-être y intégrer certains éléments à géométrie variable, afin de régler sa puissance selon la force du vent.

D'autre part, dans le cas des machines à axe vertical, l'axe est perpendiculaire au sol. Cette machine est donc omnidirectionnelle, et la direction du vent est sans importance. Par conséquent, point n'est besoin d'orienter l'éolienne. Elle est située au sommet d'une petite tour, puisque le rotor se trouve tout entier au-dessus de la tour, la machinerie étant donc essentiellement au niveau du sol. Toutefois, il sera peut-être nécessaire d'utiliser des haubans, pour soutenir l'appareil.

Le programme canadien de recherches et de développement, porte exclusivement sur les machines à axe vertical et à portance aéro-dynamique, les machines dites de Darrieus, ou plus communément, les batteurs à œufs. Pour ces raisons, ces machines sont de configuration très simple et elles peuvent donc être beaucoup plus efficaces par rapport à leur coût. Leur vitesse étant relativement plus élevée, elles conviennent donc mieux à la production d'électricité. Il n'est pas nécessaire qu'elles aient un pas variable, ce qui évite l'installation d'une machinerie difficile à régler. Les caractéristiques aérodynamiques inhérentes à ce modèle assurent ce réglage. Et finalement, ce qui est très important, le Canada est le chef de file mondial pour ce qui est de la conception et de la construction de ces machines. Après avoir décrit la ressource et le type de machine nécessaire pour convertir cette ressource en énergie, nous passons logiquement aux applications de l'énergie éolienne.

Sur cette diapositive, vous pouvez voir qu'il y a trois catégories d'applications: les petites machines, à usage spécial et produisant habituellement un kilowatt, pourront servir là où il faut produire de petites quantités d'énergie dans des régions très éloignées, où il ne faut pas plus de 100 ou 200 watts. Il

## [Texte]

characteristics are that they are usually direct current generating machines so that the power can be readily stored in batteries. They have no back-up. They are the sole source of power. They, therefore, must be extremely reliable and, hence, they are usually extremely expensive. Costs of the order of ten thousand dollars per kilowatt installed are not unusual for these kinds of machines, but the alternatives may be more than that. Such applications include communications relay stations, navigational repeaters and warning devices.

The next category, I would point out, is one hundred times larger in unit size, namely, one hundred kilowatts, typically generating AC current, such as we find in our ordinary house mains, connected into a local gridwork which has probably also got feeding into it some other type of on-demand energy supply, very frequently a diesel engine. In this application the windmill serves to augment the diesel engine, providing power when, and if, the wind blows, thus saving diesel fuel. So it is characterized by the «fuel-saving mode of operation». Its costs can be justified on the basis of the diesel fuel it saves. That diesel fuel, I might point out, sometimes costs as much as five dollars a gallon now when it has to be flown to the remote site where it is being used. The windmill systems here are still expensive, a thousand dollars a kilowatt, and the energy that they produce, at ten cents a kilowatt hour, is still expensive relative to what you and I pay, even at retail prices, say, here in Ottawa. Applications in northern Canada and isolated areas are clearly evident and perhaps also in some of the Third World countries.

• 1550

The third and at this point in time the most important application of wind energy in Canada is to make a substantial contribution to our nation's energy supply. That will be made in the form of wind turbines generating electricity feeding directly into the major electrical grids of the country. No storage will be required. The machine size will be typically one hundred times bigger than the one we spoke of before, namely 10,000 kilowatts or 10 megawatts in size. We will see many such windmills put in one particular array to feed a significant amount of energy into a particular grid. They will also provide the fuel saving operation around the shutdown or throttling back of thermal stations typically. They will also provide a capacity credit because of their size.

The statistical probability of the winds blowing in consonance with the electrical demand provides an additional value to those machines. In production quantities, their prices would be of the order of \$300 a kilowatt installed, producing energy at the rate of three cents a kilowatt hour, which is highly competitive with the marginal installations going in of the traditional energy supplies today. Their market would clearly be the electrical utilities.

## [Traduction]

s'agit de machines produisant généralement du courant direct, et cette énergie peut donc être emmagasinée dans des accumulateurs. Il n'y a pas de système de relève. Ces machines doivent alors être très fiables, ce qui fait qu'elles coûtent habituellement très cher. Une fois installées, elles peuvent coûter jusqu'à \$10,000 par kilowatt, ce qui n'est pas inhabituel pour ce type de machine; toutefois, les autres modèles pourraient coûter encore plus cher. Ces petites génératrices conviennent aux stations-relais de communication, aux répéteurs de navigation, et aux avertisseurs.

Précisons que les machines de la catégorie suivante sont 100 fois plus grosses, c'est-à-dire qu'elles produisent 100 kilowatts de courant alternatif, comme celui que nous avons dans nos maisons; elles seraient reliées au réseau électrique local qui tire probablement une partie de son courant d'une installation de secours, le plus souvent un moteur diesel. Dans ce cas-ci, le moulin à vent sert d'auxiliaire au moteur diesel, puisqu'il fournit de l'énergie quand le vent souffle, ce qui permet d'économiser du carburant diesel. La principale caractéristique de cette machine est donc qu'elle permet d'économiser du carburant. Son coût peut être justifié si l'on tient compte du carburant diesel économisé. Je dois préciser ici que le carburant diesel peut coûter jusqu'à \$5 le gallon, lorsqu'il faut en faire le transport jusque dans les régions éloignées où on l'utilise. Ces éoliennes sont quand même coûteuses, à \$1,000 le kilowatt, et à 10 cents le kilowatt-heure; l'électricité produite est donc coûteuse par rapport à ce que nous payons, même au détail, dans une ville comme Ottawa. Il saute aux yeux qu'on pourra utiliser cette machine dans le Nord du Canada, et sans doute dans les pays du Tiers monde.

La troisième application de l'énergie éolienne, celle qui est la plus importante à l'heure actuelle, doit contribuer pour une bonne part à l'approvisionnement en énergie dans notre pays. Il s'agit de turbines éoliennes produisant de l'électricité qui alimenteront directement les principaux réseaux électriques du pays. Il ne sera pas nécessaire d'emmagasiner cette énergie. En général, ces machines seront 100 fois plus grosses que celles dont nous venons de parler, c'est-à-dire qu'elles produiront 10,000 kilowatts, ou 10 mégawatts de courant électrique. Nous pourrions voir de nombreuses éoliennes de ce genre en un même endroit, ce qui permettra de fournir une grande quantité d'énergie à un réseau donné. Elles permettront également d'économiser du combustible, puisqu'on pourra ralentir la production des centrales thermoélectriques. En raison de leurs dimensions, elles constitueront aussi une réserve de puissance supplémentaire.

La probabilité statistique voulant que les vents soufflent en même temps que les besoins en électricité se font sentir ajoute encore plus de valeur à ces machines. Si on les produit en quantité, leur prix sera d'environ \$300 le kilowatt, une fois installées, et elles produiront de l'énergie à raison de 3 c. le kilowatt-heure, ce qui est très concurrentiel par rapport aux autres installations produisant l'électricité par les moyens traditionnels. Il est évident que ces machines trouveront preneurs chez les services de production de l'électricité.



## [Text]

Speaking of that size and application alone, the energy contribution from winds is predicted to be in the year 1990 about two PJ a year, a reasonably modest contribution which should go up by a factor of 10 by the year 2,000 and up to 100 PJ a year by the year 2020.

To those of you who are a little unfamiliar with the many confusing units that energy is measured in, let me point out that 100 PJ a year is the equivalent of about 10 per cent of our current electrical production. I am telling you things in two different time frames here, but 100 PJ per year is about 10 per cent of our current electrical production and represents about 2 per cent of the electrical production that would be forecast by the year 2020 if we had the right crystal ball and the demand were to grow at 4 per cent per annum.

Looking across the top line of this chart now and translating that two PJ by 1990 into perhaps more meaningful units, two PJ per year requires a continuous production of 64 megawatts of electrical power. This would come from an installed rating of wind turbines of 320 megawatts. The factor 5 is purely because the wind does not blow at its rated speed all the time and therefore the amount of energy produced on the average from a wind turbine of this type is about one fifth of its name-plate rating. This suggests that if the machines were slightly over three megawatts in size, we would have to install 100 of them by 1990, and this would represent, including very expensive early prototype machines and the start of production machinery, an investment of about \$150 million. That investment we can see would grow to meet this projected contribution to \$1 billion by the year 2,000 and to \$5 billion by the year 2020. It is a very significant market, and that is the Canadian projection. The global market may be many times that.

The elements of our program that deal with these wind energy machines are shown here. Beyond the historical points of note, I would draw your attention to the three categories of work that we have classified here. The first are analyses. It is very necessary for us to be able to predict how these machines will work. In machinery of this size, you cannot cut and try. We, therefore, spend a lot of time concerning ourselves with performance prediction and performance betterment. The wind turbine, despite its simplistic appearance, is a very complex aeroelastic structure and the stress and fatigue studies, calculations which need to go behind the predictions of durability for 30 year life of some of these machines, are exercising our scientists in no small degree. We need to produce the aeroelastic design tools which can enable us to produce with confidence the kind of machinery that will last to do the job over the years.

## • 1555

In the experimental area, our research is carried on in wind tunnels in which we have to extend the air dynamic data that is available on many airfoils; airfoils which were designed initially for airplanes do not have sufficient data available for us to be able to use them with confidence in the design of wind turbines, so we extend that data. We need to do aeroelastic

## [Translation]

Puisque l'on parle de dimension et d'application, soulignons que d'après les prévisions, en 1990 l'énergie éolienne fournira environ 2 PJ par année, une contribution relativement modeste qui devrait être décuplée vers l'an 2000, pour atteindre finalement 100 PJ en l'an 2020.

Pour ceux d'entre vous qui ne connaissent pas tellement bien toutes les unités utilisées pour mesurer l'énergie, je précise que 100 PJ par année, cela équivaut à peu près à 10 p. 100 de notre production actuelle d'électricité. Je joue sur deux tableaux dans le temps, mais 100 PJ par an, c'est environ 10 p. 100 de notre production actuelle d'électricité, et cela représentera environ 2 p. 100 de la production totale d'électricité qu'on peut prévoir d'ici l'an 2020, si nos prévisions sont justes et si la demande augmente de 4 p. 100 par année.

Prenons maintenant la ligne du haut de ce tableau pour voir, en termes plus concrets, à quoi correspondent 2 PJ par an d'ici 1990; pour obtenir 2 PJ par an, il faut produire continuellement 64 mégawatts d'électricité. Cet objectif pourrait être atteint grâce à des turbines éoliennes fournissant au total 320 mégawatts. Si je divise par 5, c'est simplement parce que le vent ne souffle par toujours à la vitesse maximum évaluée, et par conséquent, la quantité d'énergie produite en moyenne avec une éolienne de ce type est d'environ un cinquième de la puissance nominale. Ainsi, si ces machines avaient chacune une puissance d'un peu plus de 3 mégawatts, il nous faudrait en installer 100 d'ici 1990, ce qui exigerait un investissement d'environ 150 millions de dollars, si l'on compte les premiers prototypes très coûteux, de même que le coût des machines nécessaires au lancement de la production. Selon les prévisions, cet investissement devrait passer à un milliard d'ici l'an 2000, et à 5 milliards en l'an 2020. Selon les projections canadiennes, cela représente un marché très important. Le marché global pourrait être encore beaucoup plus considérable.

Les éléments de notre programme portant sur les éoliennes sont indiqués ici. Au-delà des considérations historiques, j'attire votre attention sur les trois catégories d'études indiquées ici. Il y a d'abord les analyses. Pour nous, il est très important de pouvoir prédire dans quelle mesure ces machines fonctionneront. On ne peut pas simplement construire et essayer des machines de cette taille. Nous consacrons donc beaucoup de temps à établir des prévisions de rendement, et à améliorer ce rendement. Sous des apparences simples, l'éolienne est une structure aéroélastique complexe; de nombreux calculs sont nécessaires pour prévoir que certaines de ces machines dureront 30 ans, et les études de tension et d'usure mettent nos scientifiques à rude épreuve. Il nous faut produire les outils de conception aéroélastique qui nous permettront de fabriquer en toute confiance une machine capable de fonctionner pendant de longues années.

Pour ce qui est des expériences, nos recherches s'effectuent dans des souffleries où nous devons compléter les données connues sur l'aérodynamisme de nombreux ailerons; ces ailerons avaient d'abord été conçus pour des avions, et ils ne présentent pas suffisamment de données pour que nous puissions les utiliser en toute confiance dans la conception des

## [Texte]

modelling and testing in order to confirm the complex analyses that I mentioned earlier concerned with the structure of these machines.

We do performance calibrations on small commercial wind turbines to provide their manufacturers with some first-hand carefully controlled data about their products. This work has been done in our wind tunnels and will continue to be done there but augmented by the Atlantic wind tests, say, on Prince Edward Island which will be commissioned this summer.

We also do work in the calibration of anemometers and other instruments in association with our wind energy measuring work that I mentioned earlier. The culmination of this work to some extent, of course, is that they build it, put it in the field and see if it works under real conditions; these are classified as field tests.

We have erected, or about to be erected within the next month, six stand-alone systems of the small special applications variety. In Alberta, Saskatchewan, Ontario, New Brunswick and Newfoundland we have five units which are directly hooked into energy supplies for telecommunications networks. In Alberta, we have one wind energy generator that is providing cathodic protection for an oil pipeline—perhaps an ironic use of renewable energy.

In the remote community category, as I mentioned, the combination of the windmill and perhaps the diesel engine as an on-demand power supply will figure very heavily in the development of many northern communities. In the past two years we have conducted a series of experiments on a 10 kilowatt unit on Toronto Island and these results were sufficiently encouraging to cause us to look forward to a 100 kilowatt prototype wind-diesel hybrid system which will be contracted within the next month or so as a joint project between various departments in the federal government and various departments in the Ontario government.

We have four 50 kilowatt grid coupled, no storage, direct-couple into the major grids, remote community applications which also serve as forerunners for the large machines in utility use. These are in British Columbia, Saskatchewan, Manitoba and in Newfoundland. Finally, we have one, which you are probably familiar with, which is our 230 or quarter megawatt-size machine on the Magdalen Islands—a pretty picture of it there. This is a joint project with Quebec Hydro. The rotor of this machine stands 122 feet tall and it is 81 feet in diameter. It is the world's largest vertical axis wind turbine. Its weighted output is 230 kilowatt in a 30-mile an hour wind at 30-foot altitude. In terms of energy it is expected to contribute 400 megawatt-hours per year to the Magdalen Islands grid network when it is in full operation. This machine was first erected in 1977 and the initial part of the test program ran it to almost 90 per cent of its design speed and we confirmed the predictions of the performance of the machine. We obtained data on guy wire vibrations and other stress information that

## [Traduction]

éoliennes, et il nous faut donc obtenir d'autres données. Nous devons faire des tests et des modèles aérodynamiques afin de confirmer les analyses complexes dont j'ai parlé plus tôt, sur la structure de ces machines.

Nous évaluons le rendement de petites éoliennes commerciales, afin d'offrir aux fabricants des données directes et précises sur leurs produits. Ce travail s'effectue dans nos souffleries, et nous continuerons de le faire; toutefois, nous le compléterons par des tests éoliens sur l'Atlantique, à l'Île-du-Prince-Édouard par exemple, tests que nous ferons faire cet été.

Nous effectuons également le calibrage des anémomètres et d'autres instruments, dans le cadre de notre travail de mesure de l'énergie éolienne, dont je parlais plus tôt. Évidemment, la raison d'être de ce travail c'est qu'éventuellement, on construit une éolienne, on l'installe, et on constate les résultats, dans des conditions réelles.

C'est ce qu'on appelle les tests sur place. Si ce n'est déjà fait, nous érigerons d'ici un mois six éoliennes indépendantes, du type réservé aux applications spéciales. En Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve, nous avons cinq éoliennes branchées directement sur les sources d'approvisionnement d'énergie pour les réseaux de télécommunication. En Alberta, nous avons une génératrice éolienne fournissant la protection cathodique pour un pipe-line... ce qui est peut-être une utilisation ironique d'une ressource énergétique renouvelable.

Comme je le disais à propos des communautés éloignées, la combinaison d'une éolienne et d'un moteur diesel servant de source d'énergie sur demande constituera une utilisation très fréquente pour le développement d'un grand nombre de localités hyperboréennes. Au cours des deux dernières années, nous avons fait une série d'expériences avec une éolienne de 10 kilowatt sur l'île de Toronto; les résultats ont été suffisamment encourageants pour nous amener à la construction d'un prototype hybride éolienne—diesel, de 100 kilowatt; le contrat pour la construction de ce système devrait être adjudgé d'ici un mois, et il s'agira d'un projet conjoint entre divers ministères du gouvernement fédéral et divers ministères du gouvernement ontarien.

Nous avons quatre éoliennes de 50 kilowatts, reliées directement aux principaux réseaux d'approvisionnement en électricité, et ici il n'est pas question d'emmagasiner le courant. Ces applications dans des localités éloignées servent également de tests pour les grandes machines qui seront utilisées par les services de production d'électricité. Ces éoliennes sont situées en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Manitoba et à Terre-Neuve. Finalement, voici une éolienne que vous connaissez probablement; il s'agit de notre éolienne de 230 kilowatts, ou d'un quart de megawatt, situé aux Îles-de-la-Madeleine... En voici une belle photo. Il s'agit d'un projet entrepris conjointement avec Hydro-Québec. Le moteur de cette machine mesure 122 pieds de haut et 81 pieds de diamètre. Il s'agit de l'éolienne à axe vertical la plus grande du monde. Elle produit théoriquement 230 kilowatts avec un vent de 30 milles à l'heure, à 30 pieds d'altitude. On prévoit qu'en pleine exploitation, elle fournira 400 megawatts-heure par an au réseau électrique des Îles-de-la-Madeleine. Cette machine a été cons-



## [Text]

were of vital interest to us in the research and development program. Simultaneously, our partners, Quebec Hydro, gained some very useful operating experience about this, which is to them rather a novel way to generate electricity. Unfortunately the machine ran away. It oversped on July 6, 1978, and after operation for over an hour at in excess of twice its designed speed, the rotor fouled one of the guy wires and it tangled and fell to the ground and was destroyed.

• 1600

An investigation that very much paralleled the types of investigation used on aircraft crashes was mounted immediately by the National Research Council and Quebec Hydro to investigate the cause of the failure. The primary cause of the failure was determined to be procedural and in no way was it related to the technical design and structure of the rotor. The mechanical integrity and basic design data of the rotor was in fact confirmed by this failure because of the machine's ability to operate at substantial overspeeds for prolonged periods of time.

This confidence was demonstrated in the fact that the National Research Council and Hydro Quebec commissioned the building of a second rotor to the original design. We added some instrumentation and the tests were continued commencing in January of this year. To date, with that second rotor in place, we have confirmed the data that we got from the previous machine. We are gaining extremely good data from this extensive instrumentation that we have put on board, and operation at 100 per cent of design speed will take place before the end of this month.

Research on the rotor will continue until late 1980. At that time this machine will be turned over to *Hydro-Québec* for operation as an electrical generating machine to contribute to the energy supply on the Magdalen Islands network.

Now I would like to turn back to Dr. Lindberg.

**Dr. Lindberg:** Thank you, Mark.

I would just like to finish up by talking about what we consider the next step in our wind energy research and development program. You have heard Mark describe our present program of field testing and research and development work. The next step we feel is to build a megawatt size vertical axis wind turbine in Canada. This is an artist's impression of what it would look like approximately in physical terms three times larger than the Magdalen Islands machine and, as you can see, in scale somewhat taller than the Peace Tower.

We feel this is an essential initiative and we have dubbed the project type Darrieus, because to make a substantial contribution to our energy supplies will require megawatt scale wind

## [Translation]

truite en 1977 et pendant la première partie du programme de vérification, elle a été utilisée à près de 90 p. 100 de la vitesse prévue lors de sa conception, ce qui nous a permis de confirmer nos prédictions de rendement pour cette machine. Nous avons pu obtenir des données sur les vibrations des haubans et des renseignements sur d'autres difficultés d'application qui étaient d'un intérêt crucial pour notre programme de recherche et de développement. En même temps, notre associé, Hydro-Québec, a acquis une expérience très utile dans l'exploitation de ces machines, qui est plutôt pour elle un nouveau moyen de produire de l'électricité. Malheureusement, la machine s'est emballée. Elle a été entraînée à une vitesse excessive le 6 juillet 1978 et, après avoir fonctionné pendant plus d'une heure, à une vitesse plus de deux fois supérieure à celle pour laquelle elle avait été conçue, le rotor a accroché l'un des haubans, s'y est empêtré, s'est écrasé au sol et a été détruit.

Une enquête fort semblable à celles que l'on effectue lors d'écrasements d'avions a été immédiatement organisée par le Conseil national de recherches et Hydro-Québec pour déterminer la cause de l'échec. Celui-ci avait été causé d'abord par une erreur d'utilisation et n'était nullement lié à la conception technique ni à la structure du rotor. L'accident a de fait confirmé la sûreté mécanique et les données fondamentales de conception du rotor, puisque la machine avait pu fonctionner à une vitesse excessive considérable pendant un laps de temps assez long.

Le Conseil national de recherches et Hydro-Québec ont montré leur confiance dans cette technique en subventionnant la construction d'un deuxième rotor semblable au premier. Certains instruments ont été ajoutés et les essais se sont poursuivis à partir de janvier de cette année. Jusqu'à maintenant, ce second rotor a permis de confirmer les données obtenues grâce à la première machine. Les nombreux instruments que nous avons installés nous fournissent d'excellentes données et nous comptons faire fonctionner le rotor à la vitesse prévue d'ici la fin du mois.

Les recherches sur ce rotor se poursuivront jusqu'à la fin de cette année. A ce moment-là, la machine sera remise à Hydro-Québec, qui l'exploitera comme centrale électrique pour contribuer à l'approvisionnement énergétique des Îles-de-la-Madeleine.

Je redonne maintenant la parole à M. Lindberg.

**M. Lindberg:** Merci, Mark.

Pour terminer, je vais vous parler de la prochaine étape de notre programme de recherche et de développement sur l'énergie éolienne. Mark vous a décrit notre programme actuel d'essais sur le terrain et de travaux de recherche et de développement. La prochaine étape, selon nous, sera la construction d'une turbine éolienne à axe vertical d'une puissance d'un mégawatt au Canada. Voici un dessin de ce que pourrait être cette turbine, qui sera trois fois plus grosse que celle des Îles-de-la-Madeleine et, comme vous pouvez le voir, un peu plus haute que la tour de la Paix.

Ce projet, que nous appelons *Darrieus*, est, selon nous, essentiel, car si nous voulons accroître de façon substantielle nos réserves énergétiques, il faudra, comme nous l'avons expli-

## [Texte]

turbines, as we have explained. We have done parametric design studies that show that megawatt scale vertical axis wind turbines will produce energy at a competitive cost with the traditional generation technology under today's conditions. We have done a number of comparative studies that confirm the technical superiority of the vertical axis wind turbine over the other more conventional wind energy conversion systems and we feel the building of this prototype hardware will prove this competitive technology.

We have Canadian expertise and experience in the area of vertical axis wind turbine design, manufacture and operation. We have a real leadership at the moment in this. The Canadian and foreign markets are substantial and immediate, and we have an industry that is both capable and eager to grasp these market opportunities. Thus we feel it is essential that we proceed to the next logical step of building and testing a megawatt scale wind turbine. If we fail to take that initiative now, then we will lose our competitive edge and we will perhaps end up consigning both the Canadian and the world markets to foreign suppliers.

A type of machine with a bit more detail is shown here. I will not go through all its characteristics. The elevation from bottom to top is approximately 110 metres, a bit over 350 feet.

## • 1605

Studies to date indicate that a machine of a rating of approximately 3.8 megawatts is a reasonable one in a rated wind speed of 14.3 metres per second, and we would have an expected energy output of 6.1 gigawatt hours per year.

In terms of costs, we have had a project definition and a recent update, and based on a start later this year the total cost would be nearly \$23 million. We have had discussions with Hydro-Québec, with IREQ, and they are interested in sharing the costs and participating in this program on a shared-cost basis. The proposal is presently being submitted to the Ministry of State for Economic Development for considerations as a new-start program and we hope to have a decision some time in the near future.

The next viewgraph gives you another feeling of size. At the top you can see the Boeing 747 to scale, and you can see a variety of machines. We have included the three Canadian vertical axis wind turbines in here: at the left, CAN-50, our 50-kilowatt machine; in the middle the CAN-230, the 230-kilowatt machine in the Magdalen Islands; and then the proposed 3.8-megawatt machine. On either side of it are two of the larger U.S. machines: the MOD-1, a 2-megawatt machine which was installed in Boone, North Carolina, in 1979 and, on the right, MOD-2, a 2.5-megawatt horizontal axis wind turbine, which is being built by Boeing and will be installed in Washington in 1980, this year.

This is the last slide in our presentation. I think it outlines fairly well the reason why NRC feels we must provide strong federal leadership. It highlights the U.S. government support for wind energy research and development and prototype development by U.S. industry. As you can see, in terms of the

## [Traduction]

qué, construire des turbines éoliennes de un mégawatt. Nous avons fait des études paramétriques qui indiquent que les turbines éoliennes à axe vertical de un mégawatt produiront du courant dont le coût pourra concurrencer les sources traditionnelles de production d'électricité utilisées à l'heure actuelle. Une certain nombre d'études comparatives confirment la supériorité technique de la turbine éolienne à axe vertical sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne traditionnelle et nous sommes convaincus que la construction de ce prototype fera la preuve du caractère concurrentiel de cette technique.

Le Canada dispose des spécialistes qu'il faut, puisqu'ils ont acquis de l'expérience dans la conception, la fabrication et l'utilisation des turbines éoliennes à axe vertical. Nous sommes vraiment à la fine pointe de cette technologie. Les marchés, tant au Canada qu'à l'étranger, sont importants et immédiatement disponibles et notre industrie a les moyens et le désir de saisir ces marchés. Nous estimons donc nécessaire de passer à la prochaine étape, celle de la construction et de la mise à l'essai d'une turbine éolienne de un mégawatt. Si nous laissons échapper cette occasion, nous perdrons notre avantage sur nos concurrents et nous finirons peut-être par livrer les marchés canadiens et étrangers à d'autres.

Vous voyez ici une machine un peu plus détaillée. Je n'entre-rais pas dans toutes ses caractéristiques. Sa hauteur totale est d'environ 110 mètres, soit un peu plus de 350 pieds.

A ce jour, les études révèlent qu'une turbine d'environ 3.8 megawatts aurait un rendement raisonnable avec un vent d'une vitesse de 14.3 mètres à la seconde et nous comptons sur une production d'électricité de 6.1 gigawatts/heure par an.

Pour ce qui est des coûts, nous avons défini le projet et nous l'avons revu récemment et si les travaux devaient commencer plus tard cette année, le coût total atteindrait près de 23 millions de dollars. Nous avons eu des entretiens avec Hydro-Québec et avec IREQ et ils seraient disposés à partager les frais et à participer à ce programme. Le ministère d'État au développement économique étudie actuellement la proposition comme programme de nouveau départ et nous espérons avoir prochainement une décision.

Voici la dernière dispositive. Elle montre bien pourquoi le gouvernement fédéral devrait prendre les choses en mains pour favoriser le CNR. Elle met en lumière l'appui que donne le gouvernement américain à la recherche et au développement pour la mise au point de prototypes au sein de l'industrie, aux États-Unis. Vous pouvez voir que les travaux sur la turbine éolienne à axe horizontal, entrepris sous les auspices de NASA aux É.-U., exigeront des immobilisations de l'ordre de \$30 millions U.-S. cette année, qui seront portées à 40 millions en 1981, soit donc une augmentation de 25 p. 100.

La diapositive suivante vous donne une autre idée de la taille. En haut, vous pouvez voir un Boeing 747, à l'échelle, et vous pouvez voir divers dispositifs. Nous avons inclut trois turbines à axe vertical: à gauche, le CAN-50, notre dispositif de 50 kilowatts; au centre, le CAN-230, celui de 230 kilowatts



[Text]

horizontal axis wind turbine, which is largely directed under the auspices of NASA in the States, in 1980 they are proposing to spend \$30 million U.S. and in 1981, there is an increase of 25 per cent to \$40 million U.S.

Somewhat belatedly, they have been studying the vertical axis wind turbines and they are starting to move rapidly into this area. Largely their research has been done by Sandia Research Corporation. As you can see, in 1980 they have spent approximately \$2.3 million and they are proposing to spend \$8 million in 1981. Their total wind program has grown from \$50 million U.S. in 1980 to about \$80 million in 1981—these are U.S. government fiscal years, which start in October.

In the U.S., there are 6-megawatt scale horizontal axis wind turbines under contract or manufacture or installed; they have just issued a request for proposals for a megawatt scale vertical axis wind turbine in the last month. We are concerned that if we do not move rapidly into the megawatt machine field we will lose our current leadership in this technology as the U.S. moves to swamp us. Equally, we are concerned that with our projections of the penetration and the need that Canadian utilities will have for megawatt scale machines, they will purchase machines unless we have proven, cost-effective Canadian products.

I should mention here that it is not just the U.S. who are building megawatt wind turbines, we participate, as a member, in the International Energy Agency, and Sweden, the U.K., Germany and Denmark are all actively pursuing the design and manufacture of megawatt scale wind turbines.

In summary, then, we feel that it is a logical and necessary step in the evolution of our wind energy program. We have a utility as a partner, both a technical and financial partnership is proposed, we have the necessary studies done and we just hope that we get approval from the Ministry of State for Economic Development.

I would like to thank you very much for your attention, though we have skimmed over some things fairly rapidly—we probably highlighted things that you were not interested in and did not highlight things that we should have. That ends our formal presentation, Mr. Chairman.

**Mr. Chairman:** Thank you, Dr. Lindberg and Mr. Chappell.

• 1610

Before going to questions, I would like someone to move that the document entitled *Canadian Wind Energy, Research*

[Translation]

aux Îles-de-la-Madeleine; et ensuite la machine proposée de 3.8 mégawatts. De chaque côté on voit deux des plus grosses machines américaines: le MOD-1, une machine de 2 mégawatts installée à Boone, en Caroline du Nord en 1979 et à droite, le MOD-2, une turbine à axe horizontal de 2.5 mégawatts construite par Boeing et installée à Washington cette année.

Un peu en retard, les Américains ont commencé à étudier la turbine à axe vertical et ils vont rapidement de l'avant. La recherche dans ce domaine a été effectuée en grande partie par la *Sandia Research Corporation*. Comme vous pouvez le voir, en 1980, ils ont consacré environ 2.3 millions de dollars et se proposent d'en dépenser 8 millions en 1981. Le budget total pour le programme éolien a augmenté de 50 millions de dollars U.-S. en 1980 à environ 80 millions de dollars en 1981—il s'agit des années financières du gouvernement américain qui commencent au mois d'octobre.

Aux États-Unis, on a passé des contrats, on fabrique, ou encore on a déjà installé des turbines à axe horizontal de 6 mégawatts; on vient tout juste, le mois dernier, de demander des devis pour une turbine à axe vertical d'un mégawatt. Nous nous inquiétons car si nous n'agissons pas rapidement dans le domaine des machines capables de produire des mégawatts, nous allons perdre l'initiative dont nous jouissons actuellement dans ce domaine technologique à mesure que les Américains nous inonderont de nouveautés. Nous nous inquiétons également vu nos prévisions de pénétration du marché et le besoin des services d'utilité publics canadiens pour des dispositifs producteurs de mégawatts, que ceux-ci achèteront d'autres machines à moins que nous puissions mettre en vente des machines canadiennes rentables.

Je dois mentionner qu'il n'y a pas seulement aux États-Unis que l'on construit des turbines productrices de mégawatts, nous aussi comme membres de l'Agence internationale d'énergie et la Suède et la Grande-Bretagne, l'Allemagne et le Danemark, tous ces pays s'efforcent de concevoir et de fabriquer des turbines éoliennes pouvant produire en mégawatts.

Pour résumer donc, nous estimons qu'il s'agit d'une démarche logique et nécessaire dans l'évolution de notre programme de mise en valeur de l'énergie éolienne. Nous avons une entreprise de services publics comme partenaire, une association est proposée et sur le plan technique et sur le plan financier et nous avons fait les études nécessaires; il ne nous reste donc plus qu'à obtenir l'approbation du ministère d'État au développement économique.

Je tiens à vous remercier infiniment de votre attention bien que nous ayons sans doute passé trop rapidement sur certains sujets... nous avons probablement souligné ce qui ne vous intéressait pas pour oublier les aspects que nous aurions dû définir. C'est ici que prend fin notre présentation officielle, monsieur le président.

**Le président:** Merci, monsieur Lindberg et monsieur Chappell.

Avant de passer aux questions, je voudrais bien que quelqu'un propose que le document intitulé *Canadian Wind*

[Texte]

and Development, submitted to us today by Dr. G. M. Lindberg of the National Research Council, be printed as an appendix to this day's *Minutes of Proceedings and Evidence*.

**Mr. Gurbini:** I so move.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Before giving the floor to one of the members, I have one question as a layman. I wonder if you could explain to me what amount of electricity this world leader in vertical axis wind power, as you call it, on the Îles-de-la-Madeleine could provide. Not megawatts or kilowatts, but how many homes could you provide electricity for with a machine this size? In other words, I am trying to determine how many barrels of oil it would displace.

**Mr. R. J. Templin (Laboratory Head, Low Speed Aerodynamics, National Research Council):** The maximum power of that wind turbine is 230 kilowatts, but because in any location the winds are intermittent, the average power it can give is estimated for that location to be around 60 to 70 kilowatts. One way of perhaps guessing how many houses that might provide electricity to is that a typical house such as most of us lives in, if it is not heated electrically, uses roughly a kilowatt of average power. In other words, the Magdalen Islands windmill could provide the normal set of electricity for something like 50 average-sized houses. If electricity has been used for heating, that is another question; perhaps only half that amount.

**The Chairman:** The proposed much larger type, which I think you said would cost in the neighbourhood of \$23 million, could provide, with the knowledge you have as of now, how much more? Would it triple or quadruple? Just how much, to put it into perspective for us?

**Mr. Templin:** It is approximately 20 times the power output, the energy output. Perhaps I should also point out that the \$20-million figure that was mentioned is the cost of a prototype—one only. The estimated cost, if these were ever put into substantial quantity production, is \$1 million.

**Dr. Lindberg:** The \$23 million includes a substantial portion of research and development and one-of-type charges; plus of course, you do not have the economies of scale production.

**The Chairman:** Yes, but to help the committee.

**Dr. Lindberg:** To come back to your energy solution, a four-megawatt machine would provide enough electricity for 1,000 homes.

**The Chairman:** A thousand homes approximately, if they were not electrically heated.

**Dr. Lindberg:** Right.

**Mr. Chappell:** Mr. Chairman, may I add a point on this and point out that when you are considering electricity and conversion of electricity in terms of barrels of oil, one presupposes that you are thinking of a thermal generation alternative, which carries with it a maximum efficiency of probably only 25 per cent. So we are talking in terms of what is called in the trade

[Traduction]

Energy, Research and Development présenté aujourd'hui par M. G. M. Lindberg, du Conseil national de recherches, soit annexé au procès-verbal des délibérations d'aujourd'hui.

**M. Gurbini:** Je le propose.

(La motion est adoptée.)

**Le président:** Avant de céder la parole à l'un des membres du Comité, j'ai une question de profane. Je me demande si vous pourriez m'expliquer quelle quantité d'électricité pourrait produire la turbine éolienne à axe vertical, à l'avant-garde mondiale, comme vous l'avez dit, aux Îles-de-la-Madeleine. Je ne veux pas savoir en mégawatts ni en kilowatts, mais je voudrais savoir combien de foyers un appareil de cette taille pourrait approvisionner en électricité? En d'autres termes, je veux savoir combien de barils de pétrole cela remplacerait.

**M. R. J. Templin (chef de laboratoire, Aérodynamique des faibles vitesses, Conseil national de recherches):** L'énergie maximale de cette turbine éolienne est de 230 kilowatts mais vu que là où elle se trouve les vents sont intermittents, la puissance moyenne à cet endroit est évaluée à entre 60 et 70 kilowatts. Une des façons de calculer combien de foyers peuvent être éclairés, c'est d'une maison typique, semblable à celle où la plupart d'entre nous vivons, si elle n'est pas chauffée à l'électricité, car nous utilisons en moyenne environ 1 kilowatt d'électricité. En d'autres termes, l'éolienne des Îles-de-la-Madeleine pourrait approvisionner en électricité une cinquantaine de maisons moyennes; si l'électricité est utilisé pour le chauffage, c'est une toute autre histoire; alors, à peu près la moitié de ce nombre.

**Le président:** L'appareil proposé d'un type beaucoup plus gros qui coûterait, avez-vous dit, je crois, quelque chose comme 23 millions de dollars, pourrait d'après ce que vous savez maintenant, produire combien plus d'électricité? Le triple, le quadruple? Combien plus, afin que nous puissions voir les choses en perspective?

**M. Templin:** L'appareil produirait environ 20 fois la puissance, l'électricité. Je devrais par ailleurs faire remarquer que ce chiffre de 20 millions de dollars qui a été mentionné est celui du prototype, un seul le coût prévu, si la production était suffisamment importante, serait de un million de dollars.

**M. Lindberg:** Les 23 millions de dollars comprennent en grande partie la recherche et le développement ainsi que des frais uniques; ensuite, bien sûr, vous ne réalisez pas d'économies d'échelle à la production.

**Le président:** Si, mais seulement pour aider le Comité.

**M. Lindberg:** Pour revenir à la solution de votre problème, un appareil de 4 mégawatts produirait suffisamment d'électricité pour alimenter 1,000 maisons.

**Le président:** Environ 1,000 maisons, si elles ne sont pas chauffées à l'électricité.

**M. Lindberg:** Exactement.

**M. Chappell:** Monsieur le président, puis-je ajouter que lorsqu'il est question d'électricité, de la conversion en terme de barils de pétrole, on présuppose qu'on considère la production thermique d'électricité, qui n'est probablement efficace, au mieux des choses, qu'à 25 p. 100. Nous parlons donc de ce qu'on appelle dans le métier l'énergie comme produit fini livré



## [Text]

secondary energy; in other words, energy in the final form in which it is delivered to user. When you are talking about using oil to provide that same amount of energy, you must take into account the inefficiency of the thermodynamic processes between that barrel of oil and that kilowatt hour of electricity.

**The Chairman:** Right.

**Mr. Chappell:** Perhaps I am being a little conservative when I say that 25 per cent would be more in line with current technology that already has energy-intensiveness elements in its design. So we are talking a 3:1 ratio.

• 1615

**The Chairman:** This was the reason for my question. We are speaking of Les Îles-de-la-Madeleine, where I imagine all the electricity is generated with oil. Is that correct?

**Dr. Lindberg:** With diesel generators, yes.

**The Chairman:** Have your studies permitted you to compare? If this one operating right now could provide electricity for 50 homes, how much does it cost to generate that electricity at the world price of oil today? In other words, to help the committee, are they competitive? Would it be competitive? Would it be better?

**Mr. Chappell:** There are two things to be considered. First of all, there is the price of oil today. If you look at a remote community, perhaps a little more than the Magdalen Islands where fuel costs for diesel are in the order of \$4 a gallon, landed on site, then the generating cost associated with that fuel cost is about 14 cents a kilowatt hour. That is just for the fuel. That does not amortize off any of the capital equipment.

The other thing one has to consider is when you are comparing with a diesel engine, you are looking at a mature technology that has a substantial production rate, so to compare the cost of the Îles-de-la-Madeleine wind turbine that now exists—to factor that into the cost of energy and its projected life—is not fair, because you are comparing a prototype, indeed, an experimental machine with a mature technology.

Our projections for manufacturing costs for large machines installed is, as one of the slides showed, about \$300 per kilowatt. That would suggest that a 3.3 megawatt machine would cost \$1 million to install. at that rate, the energy coming from that machine would cost about three cents per kilowatt hour, as compared to fourteen cents for the fuel price alone. However, in order to achieve that, one has to make the commitment to manufacture in significant quantities these machines which are capital intensive. When you buy a wind-mill, you are paying for your machine and for your fuel costs for the life of that machine all at once.

**The Chairman:** Yes, this is what I wanted to add. We want it to get on the record. We have to have some comparisons to help this committee to come to its final reply. I know it is difficult with the limited experience we have had so far to come to a final figure, but to help the committee, we must have something on record to show us whether or not we will come to the same conclusions as you do. I get the impression

## [Translation]

à l'utilisateur. Lorsque vous parlez d'utiliser du pétrole pour produire la même quantité d'électricité, il faut tenir compte de l'inefficacité du processus thermodynamique qui permet de transformer un baril de pétrole en un certain nombre de kilowatts heures d'électricité.

**Le président:** En effet.

**M. Chappell:** Je suis peut-être un peu conservateur lorsque je parle d'une efficacité typique de 25 p. 100; un taux d'efficacité de 35 p. 100 est peut-être plus conforme à la technologie actuelle qui utilise l'énergie au maximum. Nous parlons donc d'un coefficient de 1 sur 3.

**Le président:** C'est pourquoi j'ai posé la question. Nous parlons des Îles-de-la-Madeleine, où c'est avec du pétrole que l'on produit toutes l'électricité. N'est-ce pas?

**M. Lindberg:** Avec des groupes électrogènes diesel, oui.

**Le président:** Vos études vous ont-elles permis de faire une comparaison? Si les installations utilisées actuellement fournissent l'électricité à 50 maisons, combien cela coûte-t-il, d'après le prix mondial du pétrole aujourd'hui? En d'autres termes, pour nous aider, est-ce concurrentiel? Est-ce que ce serait concurrentiel? Serait-ce meilleur?

**M. Chappell:** Il faut considérer deux choses. Tout d'abord, il y a le prix du pétrole aujourd'hui. Si vous considérez une localité éloignée, peut-être encore un peu plus éloignée que les Îles-de-la-Madeleine où le combustible diesel coûte \$4 le gallon, sur place, alors cela coûte environ 14 cents pour produire un kilowatt-heure et ce n'est que pour le combustible, car cela ne comprend pas l'amortissement du coût de l'installation.

Il faut aussi tenir compte du fait que lorsque vous comparez à un groupe diesel, il s'agit d'une technologie au point qui a un taux de production substantiel; ainsi si l'on compare le coût d'une turbine éolienne qui existe actuellement aux Îles-de-la-Madeleine . . . pour tenir compte du coût de l'électricité et de l'espérance de vie . . . ce n'est pas juste puisque vous comparez un prototype, à vrai dire, une pièce expérimentale à une technique éprouvée.

Nous prévoyons des frais de fabrication pour de gros appareils installés comme nous l'avons montré sur l'une de nos diapositives d'environ \$300 par kilowatt. On peut ainsi supposer qu'un appareil de 3.3 mégawatts coûterait un million de dollar, installé. Si c'est le cas, l'électricité produite par la machine coûterait environ 3 cents le kilowatt-heure, comparativement à 14 cents pour le seul combustible. Toutefois, pour en arriver à ce chiffre, il faut s'engager à fabriquer une grande quantité de ces appareils qui coûtent très cher. Lorsque vous achetez une éolienne, vous vous trouvez à payer en une seule fois, le prix de l'appareil et le prix du combustible.

**Le président:** Oui, c'est ce que je voulais ajouter. Nous voulons que cela figure au procès verbal. Il nous faut avoir des comparaisons pour aider le comité à rédiger son rapport final. Je sais qu'il est difficile vu l'expérience limitée que nous avons, d'en arriver à un chiffre définitif, mais pour nous aider, il nous faut avoir quelque chose au procès verbal qui nous permette ou non d'en arriver aux mêmes conclusions que vous. J'ai l'im-

[Texte]

from your report that by all means we should spend the \$23 million for the next step, in order to prove what you have learned in the first one, or I guess it is the second one by now.

**Dr. Lindberg:** It is an extrapolation from scale by a factor of 20, so it has to be built as a prototype to answer a number of still technical unknowns in terms of the real aerolastic loads. It is still an experimental cum prototype machine.

At the end of this program, we hope to have established that there are no remaining technical uncertainties, and so it clears the way for mass production. Then the economics of the marketplace would take place in terms of utilities electing to put up wind-energy turbine installations, as opposed to developing an additional marginal hydro-electric site, for example. However, until we get it at least one step further, utilities are going to say, "I have a proven technology and I can really calculate the costs of producing electricity from the hydro-electric installation very accurately—or relatively accurately—whereas you have an unproven technology, and why should I gamble?"

**The Chairman:** Thank you.

First on my list, Mr. Portelance.

**M. Portelance:** Ma question est semblable à celle de M. Tom Lefebvre. Je vois sur une de vos cartes, ici, 3c. le kilowatt-heure, avec le système le plus développé que vous faites connaître. Qu'est-ce que c'est comparativement à ce qu'on paie présentement pour l'électricité? Qu'est-ce qu'on paie à l'Hydro-Québec ou à l'Hydro-Ontario, comme résidents, lorsqu'on utilise l'électricité, qu'est-ce qu'on paie par kilowatt-heure?

• 1620

**Dr. Lindberg:** The people who live on the Îles-de-la-Madeleine do not pay any more for their power than in the rest of the Province of Quebec because there is a uniform price. So that price at the moment, I think, is just under three cents per kilowatt hour. Of course it costs Hydro Quebec a great deal more than that to generate the electricity on the island, but the price actually paid by the islanders is, if you like, artificially low.

**Mr. Portelance:** Because the price is subsidized right now.

**Dr. Lindberg:** Yes, in order that people in different parts of the province are not paying different rates.

**Mr. Portelance:** Well, in respect of an ordinary resident with not a very large home, a five-room apartment or something like this, is there any way that small windmills could be used, and what would be the price for people to do that?

**Dr. Lindberg:** Yes.

**Mr. Portelance:** And to go ahead with this, not necessarily one who would keep the energy but one who could switch from electricity and when there is wind—you know, you talked about it in your paper here—Lorsqu'on peut aller vers l'électricité lorsqu'il n'y a pas de vent et revenir au vent sans faire de

[Traduction]

pression en lisant votre rapport que nous devrions coûte que coûte consacrer 23 millions de dollars à la prochaine étape de façon à ce que vous puissiez démontrer ce que vous avez appris à la première étape, ou je suppose que c'est maintenant la deuxième.

**M. Lindberg:** Il s'agit d'une extrapolation à facteur 20; il nous faut donc construire un prototype pour répondre à des inconnues techniques en ce qui concerne la charge réelle aéroélastique. Il s'agit toujours d'un prototype expérimental.

À la fin du présent programme, nous espérons avoir démontré qu'il ne reste aucune incertitude technique et qu'il est possible d'entreprendre la production en masse. Ensuite, les économies du marché joueront en ce sens que les services d'utilité publique choisiront peut-être d'installer des turbines éoliennes plutôt au lieu d'aménager une installation hydro-électrique marginale. Toutefois, jusqu'à ce que nous ayons franchi l'étape suivante, les services d'utilité publique vont dire: «J'ai à mon service une technologie qui a fait ses preuves, qui me permet vraiment de calculer les coûts de production de l'électricité à partir d'installations hydro-électriques, très précisément... ou assez précisément... alors que votre technologie n'a pas fait ses preuves, à quoi bon courir des risques?»

**Le président:** Merci.

Le premier sur ma liste, M. Portelance.

**Mr. Portelance:** My question is similar to that of Mr. Tom Lefebvre. I see on one of your video cards that you can get 3 kilowatt hours with the most sophisticated system you are presenting. How does it compare to what we pay presently for power? What do the people pay to Hydro Quebec or Ontario Hydro for power, what do we pay per kilowatt hour?

**M. Lindberg:** Les habitants des Îles-de-la-Madeleine ne paient pas plus pour leur électricité que le reste de la province de Québec, car il y a un prix uniforme. Je crois que le prix à l'heure actuelle est tout juste en-dessous de 3c. le kilowatt-heure. Bien entendu, fournir cette électricité dans l'île, coûte beaucoup plus cher à Hydro-Québec, mais le prix payé par les insulaires est, si vous voulez, artificiellement bas.

**M. Portelance:** Parce que l'électricité est subventionnée.

**M. Lindberg:** Oui, afin que les habitants des différentes régions de la province ne soient pas assujettis à des taux différents.

**M. Portelance:** Pour les simples habitants de petites maisons, disons d'un appartement de cinq pièces, par exemple, est-il possible d'utiliser une éolienne, et quel en serait le coût?

**M. Lindberg:** Oui.

**M. Portelance:** Pas forcément une installation permettant de conserver l'énergie mais une installation permettant de passer de l'énergie électrique à l'énergie éolienne quand il y a du vent... vous savez, vous en parlez dans votre document... to switch back and forth to power when there is no wind



[Text]

stockages, à ce moment-là, je crois que c'est meilleur marché aussi. Est-ce que c'est quelque chose qu'on pourrait envisager dans certains endroits, pas nécessairement ceux que vous avez mentionnés, mais ailleurs?

**Dr. Lindberg:** Usually when electricity-generating wind-mills were originally built many decades ago they tended to be used in locations where there was no other electricity supply. In that case it was necessary to use battery storage, which was very expensive and still is. However, it is possible to have small wind machines that are connected, if you already have electricity in your house, directly to the 60-hertz, 60-cycle electricity supply without storage. So, for example, in the middle of the night, when you are not using much electricity but the wind is blowing, you are in effect generating energy from the wind which you do not need at the moment and, if it is hooked up properly to your meter, it will reverse the meter, and so you are selling electricity back to the power company. That gets around the problem of the high cost of storage. But there are some other problems. If you go out and buy a commercial windmill today, most of them are not like that. They stand alone, that is they operate on their own, and one needs storage batteries, or needs to use them in some application where it does not matter when you get the electricity. But there are problems with hooking them up to your own household supply. First of all, small windmills are still expensive. Mark mentioned prices as high as \$10,000 per kilowatt. The chief reason, I suppose, why the big ones, at least on paper, look a lot cheaper is that there are economies of scale, considerable economies in going to a larger scale. So small windmills are still expensive, they generate expensive electricity, well above the three cents per kilowatt hour that we are used to paying. But there are some other reasons and one of them is legal. I think in Canada there is only one province in which it is legal to do that with a windmill, or any other self-owned power plant, and that is Prince Edward Island. Even there, if you do it, if you hook a windmill up to your AC household electricity supply, the power company will put in a second meter, and the meters are arranged so that they will not go backwards except that one of them is mounted backwards. So it is measured separately, how much you buy from them, how much you sell to them, and the rates are different, which is fair because you are making use of all their equipment as well, even when you sell them back some electricity. But I think the main point I wanted to make is that in most parts of Canada it is not yet legal to do that. It may become so and, in most parts of Canada, if you want to do it experimentally, the power company will let you, provided you satisfy some safety rules.

**Mr. Portelance:** In the State of Vermont are they not allowed to do this? Do you know?

• 1625

**Dr. Lindberg:** I am sorry but I am not sure in what states in the United States it is now legal to do so, though I think New York state is one of them. I am not sure about Vermont. However, there have been advertisements by manufacturers

[Translation]

without storage facilities, and I think it is also cheaper. Could it be contemplated in some areas, not necessarily those you mentioned, but elsewhere?

**M. Lindberg:** A l'origine, il y a plusieurs décennies, les éoliennes étaient généralement construites et utilisées dans les régions où il n'y avait pas d'autre source d'électricité. Il fallait recourir au stockage dans des batteries d'accumulateurs ce qui était très onéreux et qui l'est d'ailleurs toujours. Cependant, il est possible d'avoir de petites éoliennes, connectées, si vous avez déjà l'électricité dans votre maison, directement au réseau électrique de 60 hertz, 60 périodes sans stockage. Pendant la nuit, par exemple, alors que vous n'utilisez pas beaucoup d'électricité mais que le vent souffle, vous produisez de l'électricité avec du vent dont vous n'avez pas besoin pour le moment et, si c'est lié correctement au compteur, il marche en sens inverse et vous revendez de l'électricité à la compagnie. Cela permet de tourner le problème du coût élevé du stockage. Mais il y a d'autres problèmes. Si vous achetez une éolienne commerciale aujourd'hui, la plupart d'entre elles ne sont pas comme cela. Elles fonctionnent d'elles mêmes et il faut ou bien des accumulateurs ou bien les utiliser de manière à ce que le moment d'approvisionnement en électricité importe peu. Le raccordement à votre maison pose des problèmes. Tout d'abord, les petites éoliennes sont toujours chères. Mark a parlé de prix allant jusqu'à \$10,000 par kilowatt. Je suppose que la raison principale pour laquelle les grandes, tout du moins sur le papier, ont l'air de coûter moins cher est qu'elles sont grandes, la grande échelle permet de réaliser des économies considérables. Les petites éoliennes coûtent donc toujours cher, elles produisent de l'électricité chère, bien au-dessus des 3c. le kilowatt-heure que nous payons. Il y a cependant d'autres raisons et l'une d'entre elles est juridique. Je crois qu'au Canada il n'y a qu'une province où il est légal de faire cela avec une éolienne, ou tout autre générateur individuel, et c'est l'Île-du-Prince-Édouard. Même là-bas, si vous raccordez une éolienne à votre arrivée d'électricité, la compagnie d'électricité installe un deuxième compteur, et les compteurs ne peuvent marcher en sens inverse si ce n'est que l'un d'eux est monté à l'envers. La mesure se fait donc séparément, la mesure de ce que vous lui achetez, de ce que vous lui vendez, et les tarifs sont différents, ce qui est juste car vous vous servez aussi de ses installations, même quand vous lui revendez de l'électricité. Ce que je voulais dire avant tout, c'est que dans la plupart des endroits au Canada ce n'est pas encore légal. Cela le deviendra peut-être et, dans la plupart des régions du Canada, si vous voulez faire l'expérience, la compagnie d'électricité vous le permettra à condition de vous conformer aux règles de sécurité.

**M. Portelance:** Ne peut-on pas le faire dans l'état du Vermont? Le savez-vous?

**M. Lindberg:** Je suis désolé, mais je ne connais pas avec certitude le nom des États américains où il est maintenant légal de le faire; toutefois, je crois que l'État de New-York en est un. Quant au Vermont, je n'en suis pas certain. Cependant,

*[Texte]*

that imply you can do this almost anywhere and that really is not so yet. Before it becomes so, I think there will be some safety regulations that any power company or any state or province would have to apply and that would have to be satisfied.

Perhaps, last of all, I could point out that, really, this is all we are doing on the large scale with either the Magdalen Islands windmill or something still larger, trying to make use of the economies of scale.

**Mr. Portelance:** Thank you.

**The Chairman:** Next is one of our research officers. John, I believe you had a question?

**Mr. John DeGrace (Committee Research Officer):** That is right. I note that both speakers suggested that the use of wind power was not likely to pose any great environmental hazard. One said that it was ecologically inoffensive, the other used the phrase "environmentally benign", which I am sure is perfectly correct in terms of the utilization of wind power per se; yet in your wind energy contribution table, in your scenario for the year 2020, you suggest that we may have as many as 5,000 machines, rated at 3.2 megawatts each, presumably approaching the height of the Peace Tower. These 5,000 machines, I would think the vast majority of them, would be located in areas of high average wind density which would also be areas of significant population density.

It seems to me that it would be reasonable to expect that there would be an environmental impact relating to this concentration of machinery, in addition to which one might want to take into consideration the health and safety aspects of producing the raw materials to go into these machines, and fabricating them, installing them and maintaining them. And I am wondering whether you have undertaken or whether you have planned any studies which would attempt to quantify the environmental and health and safety aspects of the wind power utilized on the scale suggested.

**Dr. Lindberg:** That is an interesting point. To date, we have not conducted any such studies. I agree that 5,000 sounds like a fair number if one looks at the areas, in terms of square miles, where these are liable to be located. Generally speaking, we are going to find areas which are reasonably well-removed from large centres of population. I guess there would be a certain visual impact but I think that in general, there will not be that much.

In terms of the impact of studying the effects of the manufacturing and the raw materials that go into the manufacturing process, I guess we could do such a study using the existing rules that some environmental impact people use for an industrial process—one could apply the same rules; but we have not done so to date.

*[Traduction]*

la publicité de certains fabricants laisse entendre qu'on peut le faire à peu près n'importe où, ce qui n'est certes pas encore vrai. Avant que nous en arrivions là, je crois que certains règlements relatifs à la sécurité devront être respectés par les sociétés de production d'électricité, par les états, ou par les provinces.

Finalement, je dois sans doute préciser qu'en construisant des éoliennes de grande taille, comme celles des îles-de-la-Madeleine ou d'autres encore plus grandes, nous essayons simplement de réaliser des économies d'échelle.

**M. Portelance:** Merci.

**Le président:** Le prochain intervenant est l'un de nos agents de recherche. John, je crois que vous aviez une question à poser, n'est-ce pas?

**M. John DeGrace (agent de recherche du Comité):** C'est juste. D'après nos 2 témoins, l'utilisation de l'énergie éolienne est peu susceptible de constituer un risque pour l'environnement. L'un d'eux a dit que cette source était écologiquement inoffensive, l'autre a parlé «d'effets bénins sur l'environnement»; je suis certain que cela est parfaitement juste, pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie éolienne comme telle; pourtant, dans votre tableau sur la contribution probable de l'énergie éolienne, dans votre scénario pour l'an 2020, vous dites que nous pourrions avoir jusqu'à 5,000 éoliennes, produisant chacune 3.2 mégawatts, et chacune atteignant à peu près la hauteur de la tour de la Paix. Je présume que la plupart de ces machines seraient situées dans des régions où le vent est assez fort, et où la densité de la population est également assez forte.

Il me semble raisonnable de prétendre que cette concentration de machinerie aura certains effets sur l'environnement; de plus, on pourrait vouloir tenir compte des effets sur la santé et la sécurité qu'entraînerait la production des matériaux bruts utilisés pour fabriquer ces machines, sans compter la construction, l'installation et l'entretien. Je voudrais savoir si vous avez entrepris ou comptez entreprendre les études qui permettraient d'évaluer les effets d'une telle utilisation de l'énergie éolienne sur la santé, la sécurité et l'environnement.

**M. Lindberg:** Que voilà une question intéressante. Jusqu'à présent, nous n'avons encore fait aucune étude de ce genre. Je conviens que 5,000 éoliennes, ça peut sembler un chiffre assez élevé, particulièrement si l'on tient compte de la surface en milles carrés, sur laquelle ces machines pourraient se trouver. De façon générale, nous trouverons des endroits qui sont raisonnablement éloignés des grands centres urbains. Je présume qu'il y aura un certain effet visuel, mais dans l'ensemble, il ne sera pas très considérable.

Pour ce qui est d'une étude sur les effets du processus de fabrication, de la préparation des matières premières utilisées dans ce processus de fabrication, nous pourrions probablement faire réaliser une telle étude en appliquant les règles déjà utilisées par certains responsables de l'environnement pour l'évaluation de tout processus industriel... nous pourrions utiliser les mêmes règles; toutefois, nous ne l'avons pas encore fait jusqu'à ce jour.



[Text]

Do you want to add to that, Mr. Chappell?

**Mr. Chappell:** No, nothing to date has been published on that. However, some preliminary work has been done, looking at the amount of metal and the type of fabrication, industrial accident record, if you will, merely on the basis of how many pounds of what kind of fabrication do you need and looking at statistical data about the kinds of industries that do these kinds of things, and coming up with some idea of where we are. But I would hesitate even to call it more than an order of magnitude assessment at the moment, and the order of magnitude assessments that we have done do not give us any great easiness as yet. We need to look further into this.

There are other environmental considerations which must be looked into and my use of the term "environmentally benign" was not meant to mislead you, that we need to do nothing with regard to the environment. There are issues relative to the possible noise of these machines which, as you have probably read, has caused some difficulty with one of the large machines installed in the United States, and we have it already on our plans to use the National Research Council's expertise in acoustics and our machine on the Magdalen Islands, which is a pretty quiet place, to get a pretty good understanding of the kind of noise these machines make, which may be very different from the horizontal axis machines. And other environmental aspects, would have possible consequences on transmission of signals which, again, must be looked at. Radio interference, television interference and picture distortion are things which need to be done. Our knowledge about these to date is that they are very, very local and possibly would suggest some disposition of the wind energy machine relative to centres of population. It is not being ignored and you were right to bring it up, because we did gloss over it.

• 1630

**The Chairman:** Thank you. Dr. Gurbin, you had a question, and then Mr. MacBain.

**Mr. Gurbin:** I guess part of my first question would have been precisely the question brought up by the research up there and I think even—I would not mind explaining it just a little bit more if it is possible, just in terms of space, actual space taken from each unit when you are talking about these large units and how close you can put them together and still have them function properly if you have any idea about that. Then, just in discussing the location of these two, if you are talking about distances, I think it makes sense to me that in replacing some diesel generation there is a real opportunity there in some areas, but when we start talking about replacing large amounts of energy that are in the grid now, I wonder, if you are talking about these machines put at a distance, if we are talking about transmission loss, number one; and number two, if we are talking about them in high density population, we are talking, not particularly in Ontario, but also in other areas where you have got hydro electric power, you have got peaking power problems already in high density areas like

[Translation]

Voulez-vous ajouter quelque chose, monsieur Chappell?

**M. Chappell:** Non, jusqu'à présent, rien n'a été publié à ce sujet. Cependant, un travail préliminaire a été accompli, pour déterminer la quantité de métal nécessaire, de même que le type de processus de fabrication, le nombre d'accidents de travail, etc. Il s'est agi simplement de déterminer combien de livres de quel genre de matériaux il faut pour fabriquer cette machine, et de voir les données sur le genre d'industrie pouvant construire ces machines, afin d'avoir une idée plus juste de la situation. Toutefois, pour l'instant il ne s'agit que d'une évaluation très vague, évaluation ne nous donnant aucune raison de nous inquiéter, quoiqu'elle ne soit pas suffisamment précise pour nous permettre de respirer à l'aise. Il nous faudra travailler un peu plus sur cette question.

Nous devons tenir compte d'autres considérations environnementales, et quand j'ai parlé «d'effets bénins sur l'environnement» je ne voulais pas vous tromper et vous faire croire qu'il ne faut pas tenir compte de l'environnement. Nous devons tenir compte du bruit que pourraient faire ces machines et, vous l'avez dit vous-même, l'une des grandes machines installées aux États-Unis a déjà posé des problèmes de cette nature. Les Îles-de-la-Madeleine sont un endroit assez tranquille, et nous prévoyons donc d'ores et déjà d'utiliser notre éolienne là-bas, de même que l'expérience du Centre national de recherche en matière d'acoustique pour mieux comprendre la nature du problème posé par le bruit que font ces machines, bruit qui pourrait être bien différent de celui que font les éoliennes à axe horizontal. Nous devons d'ailleurs étudier d'autres aspects environnementaux, ou quasi environnementaux, notamment l'incidence probable sur la transmission des signaux, l'interférence radio, l'interférence sur la télévision et la distorsion des images. À l'heure actuelle, nous savons que ces effets sont très localisés et il faudrait peut-être disposer les éoliennes d'une certaine façon par rapport au centre de population. Ces questions ne sont donc pas laissées de côté, et vous avez eu bien raison de les soulever puisque nous n'y avons pas accordé beaucoup d'importance.

**Le président:** Merci. Monsieur Gurbin, vous avez une question, puis ce sera le tour de M. MacBain.

**M. Gurbin:** La première partie de ma question était exactement celle soulevée par notre chercheur, et peut-être même... je voudrais bien avoir quelques explications supplémentaires, si possible, à propos de l'espace nécessaire à chaque éolienne. Quelle distance doit séparer chaque éolienne afin qu'elle fonctionne normalement? Puis, vous avez parlé de l'emplacement de ces éoliennes. À mon avis, il est vrai que quand il s'agit de remplacer les groupes diesel pour la production d'électricité, dans certaines régions les éoliennes constituent vraiment une possibilité. Toutefois, s'il s'agit de remplacer de grandes quantités d'électricité déjà fournie à un réseau, puisque ces éoliennes seraient selon vous assez éloignées; je voudrais donc savoir, d'abord, s'il y aurait des pertes de courant, et deuxièmement, si ces éoliennes seraient installées dans des régions à forte densité de population. Je ne parle pas précisément de l'Ontario, mais d'autres régions où l'on produit de l'énergie hydro-électrique; il y a déjà des problèmes aux heures de pointe dans les régions à forte densité de population,

## [Texte]

Ontario, where the nuclear machines that are being used like to run full out to be efficient, so I just wonder if you have got any feeling for how that is going to be incorporated or what the potential is for that.

**Dr. Lindberg:** Yes, spacing. I think it has an effect also on the visual impact question. Calculations have been made, and except for some experiments with arrays of small-scale models and wind tunnels, they indicate that for machines of the size that we were talking about in Project Aeolus, almost no matter what the pattern of the array is, if they were spaced much closer than about half a mile apart, they would begin to interfere with each other; not seriously at first, but it is assumed in most cases that regardless of the wind machine or its type, horizontal or vertical, they should be at least ten times their diameter apart. Our own calculations indicate they probably should be farther apart than that.

This means that if you do, say, photographic experiments with models, and some have been done although not by us, you cannot see very many at a time on the horizon almost no matter what the landscape is. For example, in the Magdalen Islands, although there is only one machine there, we have taken photographs from different distances and you do not have to be very far away, say half a mile or so, before the machine almost disappears and about all you see is what looks like a flagpole, that central shaft.

The question of how the machines interact—I am not sure whether somebody else wanted to handle that—with power systems of different mixes of power plants, we have looked at this and so have many other people not in Canada—Prince Edward Island has and we have done our own studies and calculations—and the value of wind energy or any other random source of energy like that to a power system depends of course on what other mixture of power plants it has and—how shall I say it?—how far up the loading curve the wind energy is put in, because when you have a mixture of power plants—I suppose nuclear is one of them—as you say, it is good for taking care of the base load. You do not want to turn a nuclear power plant off, so if too much wind energy is being generated during all the base load period, it is not going to be very valuable to you because it costs almost nothing to keep the nuclear plant on, so why get the energy from anywhere else? It turns out, however, in typical cases that most of the wind energy goes in partway up the loading curve. There will always be a little bit trying to get in while you are at the base load, just the way the odds are. But the fact is that if one had to summarize the kind of things that wind energy can compete with, the other kinds of power plants, it is the power plants that use fossil fuels, whether oil or other. And so there are power systems that wind energy is probably never going to be much use to, economically that is.

## [Traduction]

comme l'Ontario. Dans cette province, pour des motifs d'efficacité, on préfère utiliser les réacteurs nucléaires à pleine capacité. Je voudrais donc connaître votre opinion sur le potentiel des éoliennes, et sur la façon dont elles seront intégrées à l'ensemble du réseau.

**M. Lindberg:** Oui, parlons d'abord de l'espacement. A mon avis, cela a également un effet sur l'aspect visuel. Des calculs ont été faits et, à l'exception de certaines expériences en soufflerie avec un ensemble de modèles réduits, ces calculs démontrent que pour des machines de la taille de celles envisagées dans le cadre du projet Aeolus, peu importe la disposition des éoliennes, il faudra les distancer d'au moins un demi mille, sans quoi elles nuiraient l'une à l'autre; au début ce ne serait pas très grave, mais on prétend que dans la plupart des cas, peu importe qu'il s'agisse d'une éolienne à axe horizontal ou vertical, il faudra laisser entre chacune une distance équivalente à dix fois le diamètre d'une de ces machines. Selon nos propres calculs, cette distance devrait être plus grande encore.

Quoi que nous n'en soyons pas responsable, les expériences photographiques ont été faites avec des modèles réduits, et elles démontrent qu'on ne peut pas voir en même temps un très grand nombre d'éoliennes à l'horizon, peu importe la nature du paysage. Par exemple, dans les Îles-de-la-Madeleine, même s'il n'y a qu'une seule éolienne là-bas, nous avons fait des photographies de diverses distances, et il n'est pas nécessaire d'être très éloigné, environ un demi mille, pour que la machine disparaisse presque complètement, tout ce que l'on voit c'est quelque chose qui ressemble à un mât de drapeau, et c'est l'axe central.

Quant à l'interaction des éoliennes avec les autres réseaux électriques utilisant diverses ressources... quelqu'un d'autre voudra peut-être répondre à cette question... nous avons étudié cette question, comme à l'extérieur du Canada... l'Île-du-Prince-Édouard s'en est occupée, et nous avons effectué nos propres études, nos propres calculs. Dans un système de production d'électricité, la valeur d'une source comme énergie éolienne ou toute autre force énergétique non constante, dépend de l'éventail des autres sources utilisées dans ce réseau. Cela dépend aussi... comment dire... du niveau de charge auquel l'énergie éolienne est intégrée, puisque lorsqu'il y a plusieurs ressources énergétiques... l'énergie nucléaire pourrait en être une... comme vous le dites, c'est excellent pour assurer l'approvisionnement minimum. On ne veut pas interrompre le fonctionnement d'un réacteur nucléaire, de sorte que si une trop grande quantité d'énergie éolienne est produite pendant la période où seulement une quantité minimum d'énergie est nécessaire, l'énergie éolienne n'est pas très valable puisque cela ne coûte presque rien pour faire fonctionner un réacteur nucléaire. Dans ces conditions, pourquoi voudrait-on obtenir l'énergie d'une autre source? Cependant, d'une manière générale, la majeure partie de l'énergie éolienne s'ajoute à la charge. L'accès sera toujours un peu difficile en période de charge minimale, c'est une question de chance. Il reste que l'énergie éolienne ne peut concurrencer que les centrales produisant de l'électricité à partir de combustibles



[Text]

However, hydro, for example is another type of power plant that has some similarities to nuclear. It costs you so little to leave it on that it is usually used as a base load plant. Recently a paper study has been completed, not by us or for us—several studies have been done in the United States, but a Canadian one is just about to be published for the Canadian Electrical Association—on the mixture of wind with hydro. In the right location and in the right circumstances, it makes an interesting mixture. The two together can give you firm power, that is power whenever you need it. Interestingly enough, because the statistics of when the wind is blowing and the statistics of when streams are flowing through the year often tend to mismatch, you can actually add wind power to hydro and reduce the amount of hydro storage you need, in spite of the fact you are adding an intermittent source.

**Dr. Lindberg:** I would like to add one other thing to it. We are projecting approximately 5,000 machines by the year 2020. If you put twenty of those machines in a so-called wind farm, that says you are going to need about 250 locations. Based on his half-mile spacing, and, say, you need 250 locations that would be one and a half by two miles or two by three miles. So, if one looks at the map and the areas of high wind density, it should be possible to find a number of areas of that size which would be somewhat remote from major centres of populations. I do not think it is too major a problem, although in particular cases it probably will be.

**Mr. Gurbín:** When you are talking about 3 cents per kilowatt, if you translate that into BTU equivalent and go backwards the other way, as you might well do for heating arrangements within that same situation you are talking about, you really are tripling your cost again, are you not? I mean, you are changing your factor by three, because if you want to heat your house and use space heating with a fossil fuel of some kind, you do not have to go through the electrical conversion to do it?

**Mr. Chappell:** Yes, that is quite true. If you have an electrical generating system that is using fossil fuel for every thousand BTUs of oil which goes in, the equivalent of only about 350 BTUs of electricity comes out. And if you were to use that 350 equivalent BTUs of electricity to heat your house, you would be operating at an over-all efficiency of about 35 per cent; whereas if you took the oil and put it in an oil furnace, you would get about 70 per cent if you had it well tuned up. So clearly, you do not want to heat with electricity if the electricity is generated by fossil fuel means.

Now, the factor of three to one was not based on the heating load, it was based on the assumption that one does more intelligent things, or more suitable things, with electricity once it is generated. I am saying that if you are going to apply the electricity to appropriate loads, and if the only source that you

[Translation]

- (1635) fossiles, le pétrole entre autres. Sur le plan de la comptabilité, l'intégration de l'énergie éolienne ne sera probablement d'aucune utilité à certains autres systèmes de production d'électricité.

Cependant, la houille blanche, par exemple, est un autre type de centrale électrique présentant quelques analogies avec le nucléaire. Les frais de stockage sont si minimes que l'on s'en sert généralement comme charge de base. Dernièrement une étude a été faite, non par nous ou pour nous—plusieurs études ont été faites aux États-Unis, mais une étude canadienne est sur le point d'être publiée pour l'association des compagnies d'électricité du Canada—sur mélange de vent et de houille blanche. Au bon endroit et dans de bonnes conditions, cela fait un mélange intéressant. Les deux ensemble peuvent vous donner une source constante d'électricité et c'est de l'électricité qu'il vous faut. Il est intéressant de noter que d'après les chiffres les ventes sont au plus fort quand les cours d'eau ne le sont pas et on peut compléter l'énergie hydraulique par l'énergie éolienne tout en réduisant les réserves de stockage de la première malgré que la dernière soit une source intermittente.

**M. Lindberg:** Je voudrais ajouter une autre chose. Nous projetons l'installation d'environ 5,000 machines d'ici l'an 2,020. Si vous installez 20 de ces machines dans une ferme éolienne, comme on les appelle, il faut environ 250 emplacements. Sur la base d'un espacement d'un demi mille, avec 250 emplacements, cela représente une superficie d'un mille et demi sur deux ou de deux milles sur trois. Si on regarde la carte et les régions à forte densité de vent, il est possible de trouver un certain nombre de régions de cette superficie relativement éloignées des principaux centres de population. Je ne pense pas que cela soit un trop gros problème, sauf dans certains cas particuliers.

**M. Gurbín:** Vous avez parlé d'environ 3 cents du kilowatt. Si on traduit cela en équivalent BTU et que l'on fait l'opération inverse, ce qui peut fort bien être le cas pour le chauffage dans le même situation, on triple encore une fois le coût, n'est-ce pas? Vous multipliez par trois car si vous voulez chauffer votre maison et utiliser un combustible de chauffage d'un certain genre, vous n'avez pas besoin de passer par la conversion électrique pour ce faire.

**M. Chappell:** Oui, c'est exact. Si vous avez un générateur électrique qui utilise du combustible fossile pour chaque mille BTU de pétrole consommé, l'équivalent de seulement environ 350 BTU d'électricité sont produits. Et si vous utilisez ces 350 équivalents BTU d'électricité pour chauffer votre maison, le rendement d'utilisation serait d'environ 35 p. 100; alors que si vous prenez du mazout et vous le mettez dans une chaudière à mazout, si elle est bien réglée, le rendement est d'environ 70 p. 100. Il est donc évident que vous ne voudrez pas assurer le chauffage à l'électricité si l'électricité est produite à partir d'un combustible fossile.

Maintenant, le facteur de trois à un n'était pas fondé sur la charge de chauffage, il était fondé sur l'hypothèse que l'on fait des choses plus intelligentes, ou convenant mieux, avec l'électricité une fois qu'elle est produite. Je veux dire que si vous appliquez cette électricité à des charges appropriées, et si votre

[Texte]

have, or if your marginal source, is thermal power, the one kilowatt-hour of electricity provided by the wind off-loads more than one kilowatt-hours equivalent of oil by a factor of three.

**Mr. Gurbin:** That is fair enough. Just to finish on the economic scale, then I will stop and let somebody else have a chance here—\$1 billion, I have trouble understanding how much that is, I guess, at the best of times—but, looking at the amount that has been dedicated so far, \$1 million in the last three years, is that correct?

**Mr. Chappell:** The current research and development wind energy program is funded at the level of about \$7 to \$1.5 million per year.

• 1640

**Mr. Gurbin:** I guess I am trying to get a feeling from you as to how we expect to get to \$1 billion from \$1 million.

**Mr. Chappell:** Excuse me, sir, the \$1 billion had nothing to do with the research and development program. It was the market value of the windmills that would be put in place as being cost-effective generation devices by the year 2000, based on the projections made by ourselves and by the Science Council and others.

**Mr. Gurbin:** I am not trying to get into policy here, but how reasonable do you think that expectation is? I guess that is really my question, that \$1 billion commitment.

**Mr. Chappell:** Our discussions with the utilities—and we are in very, very close contact with the utilities—suggest their minds are remarkably open on this. They look at generating devices as machines which eat dollars and produce electricity, and if the wind energy device can be fitted into their grid network to produce more cost-effective power, that is the route they will go. That has been told to us by more than one utility.

They do not back this kind of statement on intuition, or even on what we say. They use very sophisticated modelling techniques which do not look only at one particular generating device, or a new device. What they do is use program analyses which model their entire existing network, with all of its demands and all of its existing generating sources; superimpose on that, various alternate needs of getting more generation capacity, and compare the results of that whole system with new alternative A to new alternative B. Thus, you cannot merely compare A and B. You have got to integrate both of them into the existing network. So, different utilities get different answers. From Prince Edward Island, the answer is very attractive for wind. For Ontario, it would be considerably less attractive.

**The Chairman:** Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, through you, I wanted to ask Mr. Chappell: If you had such a thing as a giant funnel in front of the windmill, what would the effect of that be as far as producing more energy is concerned?

**Mr. Chappell:** I would like to duck that and pass it to our chief technical person, Jack Templin, if I may.

[Traduction]

seule source, ou votre source marginale, est l'électricité thermique, le kilowatt-heure d'électricité fourni par le vent compense plus d'un kilowatt-heure équivalent de mazout par un facteur de trois.

**M. Gurbin:** D'accord. Pour en finir avec la rentabilité, puis je laisserai le micro à quelqu'un d'autre—un milliard de dollars, j'ai peine à comprendre combien cela fait, je suppose, la plupart du temps—mais, à regarder les sommes qui ont été consacrées jusqu'à présent, vous avez eu droit à un million de dollars au cours des trois dernières années, n'est-ce pas?

**M. Chappell:** Le programme actuel de recherche et de développement de l'énergie éolienne bénéficie d'un budget de 1 à 1.5 million par année.

**M. Gurbin:** Je voudrais que vous me disiez, en fait, comment nous allons passer de 1 million de dollars à 1 milliard de dollars.

**M. Chappell:** Pardon, monsieur, le milliard de dollars n'a rien à voir avec le programme de recherche et de développement. Il s'agissait de la valeur marchande de la production d'éoliennes rentables installées d'ici l'année 2,000, selon nos prévisions, celles du Conseil des sciences et d'autres organismes.

**M. Gurbin:** Je ne veux pas entrer dans une discussion de politique, mais cela vous semble-t-il raisonnable? Cet engagement vous semble-t-il raisonnable?

**M. Chappell:** D'après nos discussions avec les compagnies de services publics, et nous sommes en contact étroit avec elles, elles font preuve d'une ouverture d'esprit remarquable à ce sujet. Elles considèrent les générateurs comme des machines qui mangent les dollars et qui produisent de l'électricité, et si les éoliennes peuvent être raccordées à leurs réseaux pour produire de l'électricité plus économiquement, elles n'hésiteront pas. C'est ce que plus d'une de ces compagnies nous a dit.

Elles n'agissent pas par intuition parce qu'elles nous croient, elles utilisent des méthodes d'analyse perfectionnées qui tiennent compte de plusieurs possibilités à la fois. Elles font des analyses de programmes couvrant tous leurs réseaux actuels, tenant compte de la demande et de toutes les sources génératrices existantes, et juxtaposent divers besoins de capacité accrue et comparent les résultats de l'ensemble du système avec la nouvelle solution A à la nouvelle solution B. On ne peut donc simplement comparer A et B. Il faut les intégrer toutes les deux aux réseaux existants. Les réponses diffèrent donc d'une compagnie à l'autre. Pour l'Île-du-Prince-Édouard, l'énergie éolienne présente de nombreux attraits. Pour l'Ontario, beaucoup moins.

**Le président:** Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Monsieur Chappell, si vous installiez un tuyau géant devant l'éolienne, cela permettrait-il de produire plus d'électricité?

**M. Chappell:** Je préfère demander à notre chef technicien, Jack Templin, de répondre.



*[Text]*

**Mr. MacBain:** Would it make any difference? If you had a 5,000 foot tunnel that just took the wind right into the space where you want it to go—you could watch it go in by spreading smoke around it and letting the smoke go in—what would the effect be?

**Mr. Templin:** The effect is to increase the speed of the wind through the hole, if you like, where the windmill is. There have been a number of experiments of that sort done in other countries, especially in the United States in the last few years. They all go under the heading of wind augmenters, the funnel sort of thing is one of them. Another one you may have seen or heard of is the tornado tower, generating an artificial tornado and putting the turbine at the bottom.

The results of measurements made so far—and most of these have not been on huge machines, but models and in tunnel tests and so on—are roughly as follows: they do work; the funnel type of device will speed the wind up through the wind turbine. Apart from making the wind turbine smaller than it would otherwise have had to be, there is another advantage: it turns faster because the wind speed is speeded up, and that means it is easier to gear it to a generator. The amount of extra energy roughly works out as follows: regardless of the size or the shape of the augmenter device, if you took what you might call its silhouette area, looked at from the direction of the wind, if you filled about the same amount of sky with a conventional windmill of some sort, you would get about the same amount of energy. That is about the best of the results that have been obtained.

So the question again, I suppose, comes back to dollars. Which is it cheaper to do, safer to do and so on: to fill that much space with a conventional windmill—I am going to show my bias here—with all its small amount of material, or to put up static structures that have to withstand the force of a hurricane, that have to be turned into the wind, except if they are of the tower type, and so on and so forth. I do not think there is any clearcut answer to that yet.

• 1645

**Dr. Lindberg:** I might add that in siting windmills, you can take into account valleys which might do this naturally for you in some locations. So you do have that potential in doing your wind prospecting.

**Mr. MacBain:** I take it that in storage costs, we have never been able to break through on those; that it is very expensive to store electrical power; that batteries are very expensive. We have never been able to make any significant breakthrough on that, have we? **Mr. Templin:** Maybe we should all duck that.

**Dr. Lindberg:** In terms of large-scale batteries, that is a true statement.

**Mr. MacBain:** I did not know of any and I wondered if there was something in the wind that was going to come through while we are working between now and December 19. Because that is a very significant drawback to wind, the fact that we cannot store it when we do not want it.

*[Translation]*

**M. MacBain:** Est-ce que cela ferait une différence? Si vous aviez un tuyau de 5,000 pieds qui dirigerait le vent exactement où vous voulez, vous pourriez le contrôler en y mêlant de la fumée, quel serait l'effet?

**M. Templin:** L'effet est d'accroître la vitesse de l'entrée du vent par le trou, si vous voulez, de l'éolienne. Un certain nombre d'expériences de ce genre ont été faites dans d'autres pays, surtout au États-Unis, au cours des dernières années. Il s'agit d'augmenteurs de vitesse du vent, ce tuyau en étant un. Une autre dont vous avez peut-être entendu parler ou peut-être vu la tour à tornade, qui produit une tornade artificielle, faisant démarrer la turbine en bas.

La mesure des résultats obtenus jusqu'à présent, et pour la plupart ces expériences ont été faites sur des maquettes ou sur banc d'essai, sont à peu près les suivants: cela fonctionne, ce tuyau accroît la vitesse du vent actionnant la turbine. En plus de la possibilité de réduire la taille de la turbine, il y a un autre avantage: elle tourne plus vite, car le vent va plus vite et par conséquent, le générateur est alimenté plus vite. L'énergie supplémentaire ainsi obtenue est à peu près la suivante. Quelle que soit la taille ou la forme de l'augmenteur, si vous prenez ce qu'on pourrait appeler son espace, vu de la direction du vent, si vous remplissiez la même quantité de ciel avec une quelconque éolienne traditionnelle, vous obtiendriez à peu près la même quantité d'énergie. C'est à peu près les meilleurs résultats qui aient été obtenus.

La question devient donc, une fois de plus, une question de dollars. Il s'agirait de savoir ce qui coûte le moins cher entre installer là un moulin à vent ordinaire, ce qui ne demande pas beaucoup de matériel, mais je vais vous dire pourquoi je ne suis pas en faveur de cette solution, et d'installer des structures statiques devant résister à des vents violents, à moins qu'il ne s'agisse de structures du genre tour, etc. Je ne pense pas qu'on ait encore trouvé de réponse catégorique à cela.

**M. Lindberg:** Je dirai que, lorsque vous installez un moulin à vent, vous devez tenir compte du fait que certaines vallées présentent naturellement des conditions favorables. Il vous faut donc faire ces recherches d'emplacements favorables lorsque vous voulez tirer parti du vent.

**M. MacBain:** Je crois comprendre que les frais d'emménagement de l'électricité sont extrêmement élevés; les batteries sont très coûteuses. Nous n'avons jamais réussi à faire des progrès sensationnels dans ce domaine. Peut-être que nous devrions tous nous atteler à cette tâche.

**M. Lindberg:** C'est vrai, pour travailler dans le domaine des gros accumulateurs.

**M. MacBain:** Je ne suis pas au courant du fait qu'on aurait fait de grands progrès dans ce domaine. Je me demande si quelque chose va apparaître pendant la durée de notre mandat, soit avant le 19 décembre prochain. Le fait que nous ne puissions pas emmagasiner l'électricité lorsque nous n'en avons

[Texte]

**Mr. Templin:** It is the reason, I suppose, why all the countries seriously involved in wind energy R & D now are looking mostly at the same kind of application, the grid-coupled, large-scale machine. You do not need storage for that.

**Mr. Chappell:** I would just point out two of the words that Jack used. You do not need storage for that one. You can utilize the energy from the wind without requiring storage if you put a relatively small amount of the contribution into the grid—let us say, arbitrarily, less than 10 per cent of the total grid power in the form of wind. You do not need storage in that case. So it is not inhibiting the use of wind energy in the grid-couple mode, not having available that desirable but as yet unachievable low-cost storage for grid-size amounts of electricity.

**Mr. MacBain:** What am I missing? Why is there a percentage mentioned? I would think you could put any amount in—not being a scientist.

**Mr. Chappell:** No. Remember that my remarks were concerning the use of storage and that the demand must always be met. So that if you have too much random variable power, there is a statistical possibility that the wind may not be adequate to provide the power demanded at some particular time. Now, that is one limitation, and there are other technical limitations on particular types of machines.

I do not know whether Jack would like to comment further on that.

**Mr. MacBain:** You might overload the electrical equipment?

**Mr. Templin:** Exactly. At the other end of the scale, if there is too much there, you are really asking the rest of the power plant to make up for the fluctuations that there are in the wind, and you cannot go too far with that.

**Mr. MacBain:** Just a final remark, and that is that I like the questioning with which the chairman—and I do not like to say anything nice about the chairman—but the way in which he started out, while he was sitting there, taking the report. I enjoyed the verbal report and trying to follow it through, and I got a fair amount out of it, but you have to appreciate—and I cannot speak for all the members of the committee, but certainly for myself—that I do not have any expertise in this line.

I would like to see a supplementary report, and perhaps our project manager could get across to you, in an even better way than our chairman did, what is missing as far as we are concerned as a committee which has to eventually sit down, admittedly with the help of our professional staff, and try to make some recommendations somewhere around November or December. And I would think that you could take the report

[Traduction]

pas besoin constitue vraiment un obstacle important quant à l'utilisation du vent.

**M. Templin:** C'est la raison pour laquelle tous les pays qui travaillent sérieusement dans le domaine de la recherche et du développement de l'énergie éolienne s'intéressent principalement au même genre d'appareils à grande échelle, à grille couplée. Il n'y a pas besoin d'emmagasiner quoi que ce soit dans ce cas.

**M. Chappell:** Je rappellerai deux mots que Jack a utilisés. Vous n'avez pas besoin d'emmagasiner l'énergie dans ce cas. Vous pouvez utiliser l'énergie éolienne sans l'emmagasiner si vous alimentez la grille en vous servant d'une très petite quantité d'énergie, mettons de 10 p. 100 de la capacité totale d'emmagasinage d'énergie éolienne de la grille. Donc, en utilisant ce système de la grille couplée, il n'y a aucune restriction à l'utilisation de l'énergie éolienne puisque vous n'avez pas besoin de faire appel à cet emmagasinage de l'électricité qui serait souhaitable mais qu'on ne peut obtenir à frais modiques pour la capacité totale de l'électricité de la grille.

**M. MacBain:** Je n'ai pas très bien compris. Avez-vous mentionné un pourcentage? N'étant pas homme de sciences, j'avais cru comprendre que vous pouviez emmagasiner dans la grille n'importe quelle quantité?

**M. Chappell:** Non. Mes remarques visaient l'utilisation des réserves emmagasinées et le fait qu'il faut toujours répondre à la demande. Par conséquent, si votre énergie électrique est variable et dépend trop du hasard, il se peut que le vent ne vous fournisse pas suffisamment d'énergie à un moment donné. Voilà une des restrictions, mais il y a aussi des limites techniques qui se posent pour ce genre d'appareillage.

Je me demande si Jack pourrait nous apporter d'autres remarques à ce sujet.

**M. MacBain:** Est-ce que vous n'arriveriez pas dans ce cas surcharger le matériel électrique?

**M. Templin:** C'est exact. A l'autre bout de l'échelle, s'il y a trop d'énergie, vous demandez au reste des installations de production d'électricité de supporter les fluctuations de courant qui résultent des changements de vent et la latitude dans ce domaine est assez faible.

**M. MacBain:** J'ajouterai, en fin de compte, que j'ai aimé la façon dont le président a procédé et les doutes qu'il a émis... et je ne voudrais pas l'encenser mais j'ai fort apprécié la façon dont il a débuté, prenant le rapport. J'ai apprécié ce rapport et essayé de le suivre et je crois en avoir tiré pas mal de choses, mais, vous vous rendez compte, et ici je ne parle pas au nom des autres membres du comité, que je ne suis pas expert en ce domaine.

J'aimerais qu'on nous présente un rapport supplémentaire et peut-être que notre directeur de projets pourrait, même mieux que notre président, vous faire comprendre que nous aimerions qu'on nous fournisse ce qui manquait ici pour permettre au Comité, avec l'aide de notre personnel spécialisé, de présenter des recommandations aux environs de novembre ou de décembre. Je pense que vous pourriez remporter le rapport et l'examiner dans l'optique de ce que préconisait notre Président.



[Text]

back and sit down and look at it from the idea that the chairman was getting at.

I appreciate that you will start out by saying that it is very unfair when you go by prototype because that is going to cost us \$23 million, but we can build the damn thing for a \$1 million if you order five hundred of them. I appreciate that. But you can show us the prototype costs—I think we have been used to building big installations and we know it costs one to build one single installation, and we know the R & D that has to go into it.

If you could work out with your people who are expert in building and say to them: This is the prototype; this is what it looks like. Here is how much steel, concrete, aluminum that goes into it and everything else. Taking into account the economy of scale, if we are going to build five hundred or a hundred of them, and you had an order for them over a period of 5 or 10 years, what would be the real price of that windmill? Give us various sizes, and then work out how much it is going to cost us for a kilowatt hour and what we can do with a kilowatt hour. Tie it right down to one house or 10 houses or 50 houses, and go up like that. Then translate it; if we use the various other fossil fuels and otherwise to make the energy, what are the costs going to be?

• 1650

Also, I was intrigued by what Mr. Chappell said. It is something he mentioned just casually from a meeting we were at in Winnipeg. I was concerned by what he said about that one-third loss in fossil fuel when you are turning it into energy. He just went over it briefly and almost went over my head on it again. When speaking to Dr. Gurbin, he was talking about the loss that takes place when you transfer biofossil fuel into hydro, and then you start back again. If you understand my problem, could you please cover that in a layman's way? A supplementary report along those lines would be tremendous for me and I thank the chairman for getting me started on that way of thinking.

**The Chairman:** I think it is a very good request and you have explained it five times better than I did.

**Mr. MacBain:** At least.

**Mr. Gurbin:** On that same point, Mr. Chairman, as an adjunct to what has been said, it is a standardization that we are really looking for as a committee. I think our project manager might help our witnesses to bring back to us a basis that is comparable from report to report; either a BTU basis or a house basis, as you say, or however, so that we can look at it and compare what the different technologies provide.

**The Chairman:** Something that we could use every time we have a proposal before us; a benchmark or whatever you want to call it. Mr. Clay, our project manager, would perhaps like to expand a bit on that.

[Translation]

Je comprends que vous commencerez par nous dire qu'il est très injuste de commencer par vouloir un prototype car cela va nous coûter 23 millions de dollars alors qu'un de ces machins-là ne coûterait qu'un million si on pouvait en commander 500. Je comprends ce point de vue mais vous pouvez nous indiquer quels sont les frais du prototype car je crois que nous avons l'habitude de construire de grosses installations et que nous savons combien elles coûtent en recherche et en développement.

Si vous pouviez en arriver à établir des chiffres avec vos experts en construction et que vous pouviez leur dire: Voici le prototype, voici comment cette installation se présente; si vous pouviez indiquer quelle est la quantité d'acier, de béton, d'aluminium et tout le reste qui soit nécessaire, cela vaudrait la peine. Compte tenu de l'économie d'échelle, et en supposant que nous construisions par la suite 500 ou 100 modèles, avec des commandes s'échelonnant sur cinq ou dix ans, nous voudrions bien savoir quel serait le prix véritable d'un de ces moulins à vent. Fournissez-nous les tailles, et établissez combien un kilowatt-heure va nous coûter et ce que nous pouvons faire avec un kilowatt-heure. Est-ce suffisant pour alimenter une maison, 10 maisons ou 50 maisons? C'est tous ces chiffres que nous aimerions avoir. Comparez, pour notre gouverne, ces prix au prix de l'énergie qui proviendrait des combustibles fossiles?

Une remarque de M. Chappel m'a intrigué. Il a mentionné en passant une chose qui avait été dite lors d'une réunion où nous avions été à Winnipeg, c'est-à-dire que lorsque vous transformez le combustible fossile en énergie, les pertes sont d'environ un tiers. Il a mentionné rapidement cette question mais il est revenu en discutant avec M. Gurbin de la perte qui se produit lorsque vous transformez du combustible biofossile en énergie hydro-électrique et puisque vous recommencez. Peut-être pourriez-vous expliquer la question pour un profane? Bien entendu, j'apprécierais énormément qu'on fasse un rapport supplémentaire en ce sens et je remercie le président de m'avoir donné cette idée.

**Le président:** Je crois que l'idée est excellente et vous l'avez exprimée cinq fois mieux que moi.

**M. McBain:** Au moins.

**M. Gurbin:** Dans le même ordre d'idées, monsieur le président, et pour ajouter à ce qui a été dit, ce que nous cherchons ici au comité, c'est une normalisation. Je crois que notre directeur de projet pourrait favoriser notre travail en demandant aux témoins de nous présenter des rapports qui puissent se comparer d'une fois à l'autre, se comparer sur la base d'unités thermiques britanniques ou sur la base d'une maison, mettons, afin que nous puissions avoir une mesure de comparaison pour les différentes technologies utilisées.

**Le président:** Oui, nous aimerions avoir un moyen de comparaison chaque fois qu'on nous présente une proposition, un repère. Peut-être que M. Clay, notre directeur de projet, pourrait nous en dire plus long à ce sujet.

[Texte]

**Mr. Dean Clay (Chief, Science and Technology Division, Library of Parliament):** Mr. MacBain has anticipated the request I was going to make. The committee will require considerably more detailed information on this subject than you have brought along with you, and as a start we certainly would appreciate having any other material you have published which you think would be particularly appropriate. For example, I notice that on the very first page of your notes you refer to a study comparing vertical-axis wind turbines with horizontal-axis wind turbines. Is this the sort of study which is accessible to the committee?

**Mr. Chappell:** Yes, sir.

**Mr. Clay:** This is the type of more detailed information we will require.

**Dr. Lindberg:** There is no problem with it. It is still about two weeks away from final publication.

**The Chairman:** Can you provide this to the committee, sir?

**Dr. Lindberg:** We will be very happy to provide that to the committee, and also any other background material that we have.

With regard to your request for this supplemental study, do you have a time frame on when you want it? Is it for next week or tomorrow or yesterday?

**The Chairman:** Like yesterday. Let us say a couple of weeks or so. Okay?

**Mr. Clay:** Yes, the committee will be conducting hearings throughout much of July, if not all of it. Then we will be taking the information gathered through this hearing phase and looking at it in the month of August before starting up again in September, so if it could be available to us this month it certainly would be very useful.

**Mr. Chappell:** May I suggest that privately we might arrange to meet with you, Mr. Clay, to define exactly what we prepare on behalf of the committee.

**The Chairman:** A very good idea.

Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** Other countries in the world are also maybe using the type we are using here. You mentioned a few before. Are they ahead of us in certain fields, or are there some in operation? What success are they having?

**Dr. Lindberg:** Traditionally, the other countries have concentrated on the horizontal-axis wind turbine and there are probably a number of good reasons for that. One is that many of them, such as the United States, have considered the horizontal-axis wind turbine as not dissimilar to a set of helicopter blades, and as they have a fair amount of background technology most, I guess in fact all, of the large wind turbines of the megawatt scale have been of horizontal-axis construction. As I mentioned, there are six under design and/or construction on installed in the U.S., and we know that Germany, Denmark, Sweden, the U.K. are all developing megawatt scale horizontal axis turbines. Prior to getting the energy crisis

[Traduction]

**M. Dean Clay (chef, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** M. McBain m'a devancé dans la demande que j'allais présenter. Le comité aimerait recevoir beaucoup plus de détails sur ce sujet que ce que vous nous avez apporté. Nous aimerions tout d'abord obtenir les autres documents que vous avez publiés et que vous pensez particulièrement pertinents. Je remarque à la première page de vos notes, que vous mentionnez une étude comparative entre les éoliennes à turbine à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal. Le comité pourrait-il recevoir des études de ce genre?

**M. Chappell:** Oui, monsieur.

**M. Clay:** Voilà les renseignements plus détaillés dont nous aurions besoin.

**M. Lindberg:** Cela ne présente aucun problème. Il faudra encore deux semaines avant que la publication définitive en soit faite.

**Le président:** Pourriez-vous nous fournir cette étude?

**M. Lindberg:** Certainement, et aussi d'autres documents pertinents dont nous disposons.

J'aimerais savoir si vous avez prévu un échéancier pour l'étude supplémentaire que vous nous demandez de faire? Voulez-vous que ce soit pour la semaine prochaine ou pour demain ou pour hier?

**Le président:** Faites comme si c'était pour hier. Mettons dans quelques semaines, êtes-vous d'accord?

**M. Clay:** Oui, le comité siégera une bonne partie du mois de juillet, sinon tout le mois de juillet. Puis, nous prendrons tous les renseignements obtenus au cours de ces audiences pour les examiner au cours du mois d'août avant de reprendre à nouveau en septembre. Donc, si vous pouviez fournir ces renseignements ce mois-ci, ce serait très utile.

**M. Chappell:** Puis-je proposer de vous rencontrer tête-à-tête, monsieur Clay, afin que nous puissions établir exactement ce qu'il faut préparer pour le comité.

**Le président:** C'est une excellente idée.

Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Il y a d'autres pays dans le monde qui peut-être utilisent le même genre d'appareil que nous. Vous en avez mentionné quelques-uns. Est-ce que ces pays sont en avance sur nous dans certains domaines ou est-ce qu'il y a de ces appareils qui sont en usage? Quels succès ont-ils obtenus?

**M. Lindberg:** D'autres pays se sont intéressés plus particulièrement et traditionnellement aux éoliennes à turbines à axe horizontal et c'est sans doute pour un certain nombre d'excellentes raisons. Beaucoup de pays, tel que les États-Unis, considèrent que la turbine à vent à axe horizontal ressemble fort aux hélices d'un hélicoptère et comme ils possèdent beaucoup d'expérience et de technologie dans ce domaine, toutes les éoliennes importantes, fournissant de l'électricité de plus d'un mégawatt, sont du type à axe horizontal. Comme je l'ai indiqué, il y en a six qui sont en train d'être conçues ou construites, ou installées aux États-Unis. Nous savons aussi que l'Allemagne, le Danemark, la Suède, le Royaume-Uni sont



[Text]

situation, we had spend, as I mentioned in the beginning, about 10 years looking at the vertical axis turbines, the omni-directional turbines, partially because it was a development within our own laboratories and so, as we mentioned in the main brief, we concentrated on the vertical axis turbine technology.

• 1655

For awhile we seemed to be a voice in the wilderness because of the large concentrated of R & D in the U.S. and particularly it was concentrated on these more conventional horizontal axis machines. But in the last few years, and as you also noted in the figure now, the U.S. is paying more and more attention to the vertical axis turbine. I think they are starting to recognize what we felt was easy to recognize, which are the factors that make the vertical-axis wind turbine a more technically viable and more economically viable machine because of the simplicity, the omni-directional characteristics, the fact that the equipment can be built on the ground and does not have to be mounted on a tall tower, et cetera. So at the present time we have in Canada developed the Magdalen Islands machine which is the largest existing vertical-axis wind turbine. As I mentioned, this year the United States has gone out on request for proposals to build a megawatt scale vertical-axis wind turbine so we hope to maintain our leadership by getting program approval for our own multi-megawatt scale wind turbine. But certainly the U.S. is now actively pursuing the same technology and I think there is interest world wide.

**Mr. Templin:** I was just going to correct one small thing you said, Gary, the Magdalen Islands wind turbine is no longer the largest vertical axis one. A few weeks ago Alcoa Aluminum in Pittsburgh put up one which looks very much the same except that it has three blades instead of two. It is three feet higher and two feet bigger in diameter.

**The Chairman:** Where is that one, sir?

**Mr. Templin:** At the present time it is in Pittsburgh.

**Mr. Portelance:** Do we have anything similar or different? There is a lot of literature and information on wind energy from France.

**Mr. Templin:** Yes, the *Electricité de France*, the main power company in France, has been investigating wind energy for some time. We have the odd visitor from France. France, by the way, is not a member of the International Energy Agency to which we belong and with which we share information.

I understand that present wind energy program in France is small or almost non-existent except for perhaps paper studies. There has been a good deal of work in the past done in France on wind energy. In the commercial field, one French company called Aerowatt produces a very nice family of windmills of the ordinary horizontal-axis type. They are not very large.

[Translation]

tous en train de concevoir des turbines à axe horizontal capables de fournir plus d'un mégawatt. Avant d'entrer dans cette crise de l'énergie, nous avions passé, comme je l'ai mentionné au début, environ dix ans à étudier les turbines à axe vertical, les turbines omni-directionnelles, en partie parce que nous étions lancés dans ces projets dans nos laboratoires et aussi, comme je l'ai indiqué dans mon mémoire principal, parce que nous nous intéressons particulièrement à la technologie des turbines à axe vertical.

Nous avons semblé être pendant un certain temps comme la voix qui crie dans le désert car aux États-Unis la recherche et le développement se concentraient particulièrement sur les machines plus conventionnelles à axe horizontal. Mais au cours des quelques dernières années, et comme vous pouvez le remarquer dans le chiffre indiqué, les États-Unis s'intéressent de plus en plus aux turbines à axe vertical. Je crois qu'ils commencent à reconnaître ce fait qui était assez évident, soit que les turbines à axe vertical constituaient techniquement quelque chose plus viable et de plus économique vu leur simplicité, leurs caractéristiques omni-directionnelles, et le fait qu'elles peuvent être construites sur le sol, n'ayant pas besoin d'être montées sur une tour élevée, etc. Donc, à l'heure actuelle, nous avons construit au Canada, dans les Îles-de-la-Madeleine, l'éolienne à turbine à axe vertical la plus importante qui soit. Comme je l'ai indiqué, les États-Unis cherchent à obtenir des propositions en vue de construire une éolienne à axe vertical capable de produire plus d'un mégawatt d'électricité, aussi espérons-nous maintenir notre avance en obtenant l'approbation de notre programme d'éoliennes à cette échelle. Il n'y a pas de doute que les États-Unis sont aussi maintenant lancés dans cette voie et je crois d'ailleurs que le monde entier s'y intéresse.

**M. Templin:** J'allais corriger un détail, Gary, l'éolienne des Îles-de-la-Madeleine n'est plus à l'heure actuelle la plus importante turbine à axe vertical. Il y a quelques semaines, la Alcoa Aluminumo à Pittsburgh a installé une turbine qui ressemble à la nôtre mais qui possède trois pales. Cet appareil a trois pieds de plus en hauteur et deux pieds de plus en diamètre.

**Le président:** De quoi s'agit-il?

**M. Templin:** Il s'agit d'une turbine qui se trouve à Pittsburgh.

**M. Portelance:** Est-ce que nous disposons de quelque chose de semblable ou de différent? Nous recevons beaucoup de renseignements de France au sujet de l'énergie éolienne.

**M. Templin:** Oui, l'Électricité de France, qui est la principale société fournissant de l'électricité en France, étudie déjà depuis un certain temps le domaine de l'énergie éolienne. De temps en temps, nous recevons des visiteurs de France mais la France, soit dit en passant, n'est pas membre de l'Agence internationale de l'Énergie avec laquelle nous partageons nos renseignements.

Je crois comprendre qu'en France, actuellement, les programmes se rapportant à l'énergie éolienne sont peu importants ou pratiquement inexistant, sauf peut-être pour des documents d'étude. Dans le temps, en France, beaucoup de travail a été fait dans le domaine de l'énergie éolienne. Dans le domaine commercial, il existe une société commerciale fran-

**[Texte]**

They are not on the sort of scale we have just been talking about, but they have one of the best reputations in the commercial market. They are very expensive but they are a good wind generator.

**Mr. Portelance:** Coming back to Mr. MacBain's question, we talked about the cost of wind energy but also one you are comparing. What about nuclear? Is that not a very costly affair too? I know we spent many more millions of dollars in that field, but what does it come to when we compare the cost of a kilowatt produced by nuclear to wind or any other?

**Mr. Chappell:** I do not really feel that any of us are truly qualified to comment on that, but let me merely remark that one has to be very careful when you cost, when you provide costs of energy of a system which costs a great deal to place and very little run after that, just how much of the original research and development you cost into the first few machines.

• 1700

So I think that what one needs to do in comparing these things is to somehow obtain a comparison of our production operation which takes place almost beyond the point of time where the research and development necessary to achieve the system can unduly influence the cost of energy coming from it. These comparisons are very hard to make, when you are comparing mature technologies, where the research and development phase is historical, to immature technologies, where the research and development phase is probably an overwhelming part of the current activity against the current cost.

**Mr. Portelance:** In your budget you have \$20 million for 1979-80, out of \$150 million.

**Dr. Lindberg:** You are referring to the over-all research and development budget for renewables?

**Mr. Portelance:** Yes.

**Mr. Chappell:** Traditionally only 10 per cent is for wind.

**Mr. Portelance:** That is not much.

**The Chairman:** Gentlemen, we have another witness to hear. I do not want to cut you off; however I would like to thank on your behalf, Dr. Lindberg, Mr. Templin and Mr. Chappell for coming today, for this very interesting presentation and I would like to call now on Dr. P. A. Redhead, the Director of the Division of Physics in the National Research Council who will speak to us on fusion energy.

**Dr. P. A. Redhead (Director, Division of Physics, National Research Council of Canada):** Good afternoon, ladies and gentlemen or good evening, as the case may be. The subject that I would like to discuss with you is in an earlier stage of development than the wind energy project that has just been described to you.

**[Traduction]**

çaise, l'Aérowatt, qui fabrique toute une gamme d'éoliennes du type conventionnel à axe horizontal. Ce ne sont pas des installations de la taille de celles dont nous venons de parler, mais elles sont très réputées sur le marché commercial. Il s'agit d'installations très coûteuses mais comprenant une excellente génératrice éolienne.

**M. Portelance:** Pour en revenir à la question de M. MacBain, nous avons parlé des coûts de l'énergie éolienne mais aussi des comparaisons entre les coûts. Qu'en est-il de l'énergie nucléaire? s'agit-il aussi d'une affaire coûteuse? Je sais que nous avons dépensé beaucoup plus d'argent dans ce domaine mais comment pourrions-nous comparer les frais du kilowatt provenant de l'énergie nucléaire par rapport à celui provenant de l'énergie éolienne ou autre?

**M. Chappell:** Je ne crois pas que quelqu'un d'entre nous soit compétent pour répondre à cette question, mais je ferai remarquer qu'il faut être prudent lorsqu'on parle de coût de production d'énergie dans le cas d'un système qui coûte très cher à mettre en place et peu par la suite. Il faudrait savoir quels ont été vos frais de recherches et de développement à l'origine pour créer les quelques premières machines.

Je pense qu'il faut en quelque sorte que la comparaison de nos activités de production soit effectuée à un moment où la recherche et le développement nécessaires pour mettre sur pied le système ne peuvent plus influencer indûment sur le coût de l'énergie qui en résulte. Il est extrêmement difficile de dresser une comparaison entre des techniques arrivées à leur plein développement pour lesquelles les étapes de la recherche et du développement sont bien dépassées et des techniques moins développées où précisément les phases de recherche et de développement constituent sans doute une énorme partie des activités et des frais.

**M. Portelance:** Vous y consacrez \$20 millions, sur \$150 millions dans votre budget de 1979-80.

**M. Lindberg:** Parlez-vous du budget global consacré à la recherche et au développement des ressources renouvelables?

**M. Portelance:** Exactement.

**M. Chappell:** On consacre habituellement 10 p. 100 à l'énergie éolienne.

**M. Portelance:** Ce n'est pas beaucoup.

**Le président:** Messieurs, il nous reste un témoin. Je ne voudrais pas vous interrompre, mais j'aimerais remercier en votre nom MM. Lindberg, Templin et Chappell d'avoir assisté à notre séance aujourd'hui et de nous avoir fait une présentation extrêmement intéressante. A présent, je vais passer la parole à M. P. A. Redhead, directeur de la Division de physique du Conseil national de recherches qui va nous parler de l'énergie de fusion.

**M. P. A. Redhead (directeur de la Division de physique, Conseil national de recherches du Canada):** Mesdames et messieurs, bonjour ou bonsoir. Le projet dont je vais vous entretenir n'est pas aussi avancé que celui que l'on vient de vous décrire.



## [Text]

Controlled nuclear fusion is one of the possible permanent solutions to the energy problem. The only other permanent solution that we know of, scientifically, is the proposal for orbiting solar satellites and it turns out that the two proposals are likely to cost about the same amount.

Fusion is the source of energy which makes the sun operate and gives us all our other forms of energy. Reaction in the sun is a fusion reaction; that is looking on the positive side. On the negative side, of course, it is also the reaction that created the hydrogen bomb.

The proposals for a Canadian R&D program in fusion has gone through the same sort of channels, involving the inter-departmental panel on energy R&D, which was mentioned to you in the previous presentation, so I will not go over that again I would just like to point out that in one of the tables you saw in the previous presentation, one of the tasks was labelled as nuclear with AECL as the lead agency. Under that task is included fusion, for which the NRC is the lead agency. Now, the NRC has established or had in place now for a little over two years an advisory committee on fusion-related research. One of the documents that has been handed out to you is a copy of a brief prepared by that advisory committee, which I think you will find useful in summarizing the present position and the future possibilities and I will refer to it from time to time in my discussion.

• 1705

The other pieces of paper that I have handed out are just a set of copies of the viewgraphs I intend to use. You may find it easier to read off the xeroxed copies.

First of all, I could try and explain what fusion is.

Just comparing fission and fusion: fission is the process used in CANDU reactors and all the other nuclear reactors at work in the world at the moment, and it involves colliding a slow neutron with an atom of uranium, and fission occurs; that is, the uranium atom breaks into approximately two equal parts. It turns out that the mass of the two half-products of the reaction is slightly less than the mass of the original uranium atom. So that disappearance of mass gets converted into energy by the well known Einstein equation,  $E=mc^2$ . So that is where the energy comes from in a fission reaction.

Now, in a fusion reaction—the name, I trust, generates an image of sticking things together, and that is exactly what you do in fusion. Whereas in fission you tear something apart, in fusion you stick two things together. And one of the routes to fusion is to produce the conditions whereby an atom of deuterium, which is an isotope of hydrogen, collides with an atom of tritium, which is another isotope of hydrogen. These two combine and the end product is a helium atom, known as an alpha particle, and a neutron count-off.

Again, just symbolizing these processes, deuterium and tritium collide—and I will speak in a moment a little more about

## [Translation]

La fusion nucléaire contrôlée est peut-être l'une des solutions permanentes au problème énergétique. La seule autre solution à caractère permanent et scientifique que nous connaissons est celle qui consiste à mettre en orbite des satellites solaires et les deux propositions vont probablement coûter la même somme.

La fusion est la source d'énergie qui fait fonctionner le soleil et nous fournit toutes les autres formes d'énergie. La réaction solaire est une réaction de fusion. Cela, c'est l'aspect positif. Côté négatif, c'est aussi la réaction qui nous a permis de créer la bombe à hydrogène.

Les propositions en vue de créer un programme de fusion canadien en matière de recherche et de développement sont passées par les mêmes rouages et le groupe interministériel de recherche et de développement en matière énergétique a participé à cette opération. Mais les intervenants précédents vous l'ont signalé, je n'y reviendrai pas. J'aimerais simplement faire remarquer que dans l'un des tableaux que l'on vous a présentés, on parle d'activité nucléaire qui serait menée par l'EAEC. Cette activité comprend la fusion dont le CNR est le promoteur. Cet organisme a créé depuis un peu plus de deux ans un comité consultatif de recherche dans le domaine de la fusion. Parmi les documents qui vous ont été distribués se trouve un exemplaire du mémoire qu'a présenté le comité consultatif qui, je pense, vous sera utile pour résumer la situation actuelle ainsi que les perspectives d'avenir. J'y ferai de temps à autre allusion au cours de mon allocution.

Pour ce qui est des autres documents que je vous ai distribués, il s'agit simplement d'une série d'exemplaires des graphiques que je vais vous projeter. Il vous sera peut-être plus facile de suivre avec les photocopies.

Tout d'abord, je vais essayer de vous expliquer en quoi consiste la fusion.

Comparons la fission et la fusion. La fission est le processus, utilisé dans les réacteurs CANDU et tous les autres réacteurs nucléaires utilisés dans le monde actuellement, qui permet à un neutron lent de se heurter à un atome d'uranium. La fission intervient lorsque l'atome d'uranium se divise en deux parties plus ou moins égales. La masse des deux moitiés d'éléments produits par la réaction est légèrement inférieure à celle de l'atome d'uranium initial. La masse disparaît, est convertie en énergie grâce à l'équation bien connue d'Einstein:  $E=mc^2$ . Voilà d'où provient l'énergie tirée de la fission.

Passons à la fusion, et le terme évoque deux choses que l'on collerait ensemble, ce qui est précisément le cas. Alors que la fission provoque un éclatement, la fusion sert en quelque sorte à coller deux choses ensemble. Pour obtenir une réaction de fusion, il suffit, entre autres, de créer les conditions qui permettront à un atome de deuterium, qui est un isotope de l'hydrogène, de heurter un atome de tritium qui est lui aussi un isotope de l'hydrogène. Les deux se combinent pour produire un atome d'hélium appelé aussi particule alpha, ainsi qu'un neutron.

Résumons la réaction: le deuterium et le tritium se heurtent—et je vous expliquerai dans un instant les conditions

## [Texte]

the conditions necessary to make this happen: it has to be a very high temperature for this to happen—the two atoms fuse together and you get the reaction product of helium going off in one direction and a neutron in the other; and this little diagram at the bottom is again just to indicate that the products of the reaction over here weigh slightly less than the atoms put into the reaction. So again, using the Einstein equation, a difference in mass gives us the energy from the process.

Now, the deuterium-tritium reaction is the simplest reaction that we know of at the moment and is the one that is most likely to occur first. Controlled nuclear fusion has not yet happened: unfortunately, uncontrolled nuclear fusion has.

In a moment, I will try and give you a time scale of when we expect controlled fusion to occur; but I should point out that, of the two members of the reaction, the deuterium and the tritium atoms, the deuterium is present in all water in the form of its oxide, which is called heavy water, to approximately one part in 7,000. So there is virtually a limitless supply of deuterium available naturally in the oceans and any form of water.

Tritium does not occur in nature: it has to be produced by suitable reaction; and in this case of fusion, it would be created from lithium. By bombarding lithium with a neutron, you can produce tritium, and this can be done within the fusion reactor.

There are a number of other possible advanced fuel cycles but some of them probably will not be practical until well into the next century. Some of these advanced fuel cycles hold out the possibility for fusion reactors without any radioactivity at all; but the DT reaction, which is the one that the world is concentrating on now, does have radioactive products.

• 1710

Now, as to the conditions necessary to achieve fusion, one has to achieve, one has to satisfy the relationship that is called the Lawson criterion after the name of the gentleman who first propounded it and that is shown in this bottom line here. It is essentially saying that the product of the density of the deuterium and tritium multiplied by the confinement time, that is the time that it is kept together, has got to equal a magic number which is about  $5 \times 10^{13}$ . To achieve practical controlled fusion, we have to achieve a certain density—and that was first achieved in 1953—we have to achieve a certain temperature which is in the order of 50 million degrees centigrade—and that was first accomplished in 1962 and again, very dramatically last year—and the confinement time has to satisfy this relationship.

Now the goal of all the world's research programs on controlled fusion at the moment is to achieve these three things simultaneously.

**Mr. Gurbin:** What is it the density of? The density of what?

**Dr. Redhead:** It is the density of the deuterium and tritium in the reaction.

**Mr. Gurbin:** Thank you.

## [Traduction]

nécessaires à cette opération—comme une température très élevée, les deux atomes fusionnent et la réaction produit l'envolée de l'hélium et d'un neutron dans des directions différentes. Le petit graphique que vous voyez au bas de la page vous indique que les produits de la réaction de ce côté-ci pèsent un peu moins que les atomes de la réaction. Pour reprendre l'équation d'Einstein, la différence de masse nous donne l'énergie découlant de l'opération.

La réaction deuterium-tritium est la plus simple que nous connaissons actuellement et celle qui est susceptible de survenir en premier. Malheureusement, on n'a pas encore été en mesure de contrôler la fusion nucléaire.

Dans un instant, je vous dirai dans combien d'années environ nous pensons pouvoir contrôler la fusion. Je vous signale que des deux membres de la réaction, c'est-à-dire des atomes de deuterium et de tritium, le deuterium se retrouve dans toutes les eaux sous forme d'oxyde, que l'on appelle eau lourde, dans une proportion approximative d'une partie sur 7,000. Il y a donc quasiment une réserve illimitée de deuterium sous forme naturelle dans les océans et dans tous les cours d'eau.

Le tritium n'existe pas à l'état naturel et doit être produit par réaction. Dans le cas de la fusion, on peut le créer à partir de lithium qui serait bombardé avec un neutron et cela peut se faire dans le réacteur à fusion.

Il existe plusieurs autres cycles avancés et possibles de combustion mais dont certains ne pourront être mis sur pied avant la fin du siècle. Certains d'entre eux permettraient d'utiliser les réacteurs à fusion sans dégagement de radioactivité. Par contre, la réaction deutérium-tritium qui retient l'attention des savants à travers le monde actuellement produit un dégagement de radioactivité.

Pour réunir les conditions nécessaires à la fusion, il faut se conformer à la relation appelée critère Lawson, du nom de son inventeur et que vous retrouvez en-bas de la page. Cela revient à dire que le produit de la densité du deutérium et du tritium multiplié par le temps de confinement, c'est-à-dire le temps qu'ils sont maintenus ensemble, doit correspondre à un chiffre magique qui est d'environ  $5 \times 10^{13}$ . Pour arriver, en pratique, à contrôler la fusion, il faut obtenir une certaine densité—on y est arrivé pour la première fois en 1953—et une certaine température qui est de l'ordre de 50 millions de degrés Celsius—les premières expériences réussies remontent à 1962, on se rappelle aussi les incidents dramatiques de l'année dernière. Le temps de confinement doit correspondre à ce rapport.

Tous les programmes de recherches en matière de fusion contrôlée entrepris à travers le monde actuellement visent à réaliser simultanément ces 3 opérations.

**M. Gurbin:** De quelle densité parlez-vous? De quoi exactement?

**M. Redhead:** De la densité du deutérium et du tritium dans la réaction.

**M. Gurbin:** Merci.



## [Text]

**Dr. Redhead:** Now to give you very quickly just an idea of the scale of things we are talking about: This is an artist's drawing of the so-called joint European Taurus. It is presently being built in England and as you can see over here is the standard mannequin. It will give you some idea of the size of the device. This is a magnetic confinement device. This Taurus is an evacuated space in which the reaction occurs. Around it are assembled very complicated magnetic coils and you can see some of them in the picture. I did not want to bore you with the details of this but I just wanted to give you an impression of the complexity and scale of controlled fusion devices. That machine is presently being built in England. I think it has a target date of 1983. I think in 1983 it should be completed.

Now there is another route to fusion besides magnetic confinement, it is what is called inertial confinement. Here a very small pellet of the material, the deuterium or tritium, is bombarded either by laser beams or electron beams or ion beams. The fashionable thing at the moment is laser beams and this is a photograph of an American installation of a very large laser beam inertial confinement set-up. Again, I did not wish to go into detail but just to give you an idea of the scale of the operation.

At this moment there are these two routes to controlled fusion that are being followed around the world, the magnetic confinement route and the inertial confinement route and at this stage nobody can predict, with any great certainty, which of these two methods is likely to be the commercially successful one.

Now what are the advantages of fusion as distinct from other nuclear processes? Well, the advantages I present here are the advantages claimed by a witness before a congressional committee a year or so ago. The protagonists of fusion would claim an effectively infinite fuel supply at very low cost, for very much less than one mill of fuel cost per kilowatt hour. The second advantage is that the system is inherently safe, that is, it cannot run away as a fission reactor can and very nearly did at Three Mile Island. The fusion process is such that if anything goes wrong, the fusion reaction tends to be damped out very rapidly.

The third advantage claimed is that there are no chemical combustion products. The fourth advantage is the relatively low radioactivity and attendant hazards. The fifth advantage is that there is no emergency core cooling problems. Again, the problem they had at Three Mile Island was one of a core cooling problem. This sort of catastrophe could not occur in a fusion reactor. There are also no materials used in fusion which are workman's grade, to be used to make a bond, so in principle there are no problems of diversion of the two. Now, that would point out that these are the advantages as seen by an American protagonist of fusion trying to persuade the Congressional Committee. I would have some difficulty with advantage four. Certainly there appears to be no doubt that a fusion reactor will probably be more benign in an environmental and safety sense than a fission reactor, but until we know a

## [Translation]

**M. Redhead:** Pour vous donner, rapidement, une idée de l'échelle dont nous parlons: voici un dessin reproduisant le réacteur TAURUS mis au point par les Européens. Il est actuellement construit en Angleterre et comme vous le voyez ici, correspond au modèle standard. Cela vous donnera une idée de la taille de l'appareil qui est un réacteur à confinement magnétique. Le TAURUS est en fait un espace libre dans laquelle la réaction se produit. On a assemblé autour un réseau très complexe de bobines magnétiques, vous pouvez d'ailleurs en voir certaines sur le dessin. Je ne voudrais pas vous ennuyer avec les détails; je tiens simplement à vous donner une idée de la complexité et de l'envergure des réacteurs à fusion contrôlée. Le réacteur est actuellement en construction en Angleterre et je pense que la date fixée pour la fin des travaux est 1983.

Mis à part le confinement magnétique, il existe un autre moyen de réaliser la fusion par ce que l'on appelle le confinement par inertie. On bombarde un très petit granule de deutérium ou de tritium grâce à des rayons laser ou à des faisceaux d'électrons ou d'ions. Le plus utilisé actuellement est le rayon laser et vous voyez d'ailleurs la photographie d'une installation américaine d'un énorme réacteur à confinement par inertie utilisant le rayon laser. Je vous répète que je préfère ne pas m'embarquer dans les détails; je vous donne simplement une idée de l'envergure de l'opération.

Pour l'heure, la fusion contrôlée est réalisée à travers le monde par 2 méthodes: celle du confinement magnétique et celle du confinement par inertie. Personne ne peut prévoir encore avec certitude laquelle de ces deux méthodes l'emportera sur le plan commercial.

Quels sont les avantages de la fusion par rapport aux autres opérations nucléaires? Les avantages présentés ici sont ceux avancés par un témoin qui a comparu il y a un an environ devant un comité du Congrès. Les adeptes de la fusion prétendent que l'on peut produire des réserves infinies de combustible à un coût très bas, de loin inférieur à un dixième de cent par kilowatt-heure. Le deuxième avantage du système est qu'il présente toutes les garanties de sécurité et ne peut s'emballer comme cela a pratiquement été le cas à Three Mile Island avec le réacteur à fission. En cas d'incident en effet, on peut arrêter très rapidement la réaction de fusion dans ce genre de réacteurs.

Troisième avantage, il n'y a pas de dégagement de produits chimiques dû à la combustion. Quatrième avantage: la radioactivité relativement faible et le peu de danger causé par ceux qui s'en occupent. Le cinquième avantage est qu'il n'y a pas de problème avec le système de refroidissement d'urgence du cœur. Le problème à Three Mile Island était un problème de refroidissement du cœur. Ce genre de catastrophe ne pourrait pas se produire avec un réacteur à fusion. La technologie du réacteur à fusion ne fait pas appel non plus à des matériaux de type ordinaire, servant à faire des joints, par exemple. Donc, en principe, il n'y a pas de problème de séparation. Je signale que ce sont là les avantages mentionnés par un Américain tenant de la fusion devant une commission du Congrès. J'aurais moi-même du mal à accepter le quatrième. Il n'y a aucun doute qu'un réacteur à fusion serait moins dangereux

## [Texte]

great deal more about the engineering details of the fusion reactor I think it is unsafe to draw any conclusions further than that. Now, you could use a fusion reactor to do a number of things; it does not necessarily have to be used to produce electricity. It is at least conceptionally possible that one could produce hydrogen directly from fusion reaction, using photochemical methods, and once you have hydrogen then of course it is very easy to produce such synthetic fuel as methane and higher synthetic fuel. The heat output in the reactor could of course be directly used in chemical processing in district heating. The neutron production of a fusion reactor could be used to produce fissile fuel, which is particularly interesting to Canada. You are probably all aware that one of the next steps in the fission, program in Canada is the possibility of using thorium as a fuel for CANDU, and to do this, one has to have some extra neutrons. You cannot use thorium in a CANDU reactor at the moment, or that the CANDU reactor is the most efficient reactor in the world, in terms of neutron economy. So you would only require a very limited number of what is called makeup neutrons to be able to breed thorium in a CANDU reactor to produce uranium 283, I think it is, which is fissile. So this is a way of using a fusion system to produce fuel for fissions. There is a possibility that the obnoxious waste products in fission reactors could in fact be burned up in fusion reactors and made innocuous. And finally, there is a possibility, already mentioned, of fusion-fission hybrid systems, of which Canada is in a better position than any other country to pursue because of the special nature of the CANDU reactor and also because in Canada we have had a considerable amount of experience, both theoretical and experimental, on the thorium cycle.

• 1715

Now, I would like to, very briefly, try and put things in context for you internationally. Fusion R&D is the most actively pursued new energy technology in the world, and this is a very rough estimate of the expenditures on fusion research this year. And, very approximately, the United States is spending somewhere between \$750 and \$800 million this year, we can only guess at the USSR, and we guess it is about \$1,200 million. We know that it is substantially larger than the American program. The European community, acting together through the International Energy Agency, is spending about \$500 million this year, and the Japanese will spend at least \$500 million this year. In Canada at the moment we have no co-ordinated fusion research program and there is approximately \$2 million going into research in various areas of science related to fusion.

• 1720

Now, when can we expect fusion to be useful in solving the energy problem? It certainly is not going to be tomorrow, or next year. We are talking about a very long-term energy possibility which has the potential for permanently solving the world's energy problem in the next century.

## [Traduction]

pour l'environnement et pour tout le reste qu'un réacteur à fission, mais d'ici à ce que plus de détails concernant l'ingénierie des réacteurs à fusion soient connus, il ne convient pas de tirer d'autres conclusions. Un réacteur à fusion peut être utilisé à un certain nombre de choses. Il n'y a pas que l'électricité. Au niveau de la conception, rien n'empêche un tel réacteur de produire directement de l'hydrogène, en utilisant des méthodes photochimiques. A partir de là, il est facile de fabriquer des carburants synthétiques comme le méthanol et d'autres carburants synthétiques à indice doctane plus élevé. La chaleur produite par le réacteur pourrait être directement utilisée pour la transformation chimique et le chauffage. La production de neutrons, elle, pourrait servir à la fabrication de carburants fissiles, ce qui est particulièrement intéressant pour le Canada. Vous n'ignorez sans doute pas que la prochaine étape du programme de fission au Canada est la possibilité d'utiliser le thorium comme combustible pour le réacteur CANDU. Pour y arriver, il faut des neutrons supplémentaires. Le réacteur CANDU ne peut pas utiliser le thorium actuellement quoiqu'il soit l'un des plus efficaces au monde pour ce qui est de l'économie des neutrons. Il faut une quantité limitée de ce qu'on appelle des neutrons d'appoint pour utiliser le thorium dans le réacteur CANDU et produire de l'uranium 233, si je me souviens bien, qui est fissile. Voilà donc comment le système à fusion peut être utilisé pour produire du combustible pour les fissions. Il est possible en outre que les déchets produits par les réacteurs à fission puissent être brûlés par les réacteurs à fusion. Enfin, il en a déjà été question, des systèmes hybrides fusion-fission ne sont pas exclus; le Canada est mieux placé que quiconque pour en faciliter le développement vu les caractéristiques particulières au réacteur CANDU et, l'expérience du Canada, tant sur le plan théorique qu'expérimental, dans le cycle du thorium.

J'aimerais maintenant vous donner brièvement une idée de la situation internationale. C'est vers la recherche et le développement en matière de fusion que le monde se tourne actuellement en vue de développer une nouvelle technologie énergétique. Voici à peu près quels sont les montants dépensés pour cette recherche chaque année. Aux États-Unis, ils s'élèvent à environ 750 ou 800 millions de dollars par an. Pour l'URSS, nous ne pouvons avancer que des chiffres approximatifs, mais nous savons que le programme est plus important qu'aux États-Unis; les dépenses sont de l'ordre de 1.2 milliards de dollars. La Communauté européenne, par l'entremise de l'Agence internationale de l'énergie, dépense environ 500 millions de dollars par an, et le Japon, au moins ce montant également cette année. Au Canada, il n'y a pas actuellement de programme coordonné de recherche en matière de fusion, quoique environ 2 millions de dollars soient consacrés à la recherche dans les divers domaines scientifiques reliés à la fusion.

Quand pouvons-nous nous attendre à ce que la fusion nous aide à solutionner notre problème énergétique? Ce ne sera pas demain ou l'an prochain. Nous parlons ici d'une solution à long terme qui pourrait régler de façon permanente les problèmes d'énergie du monde au cours du siècle à venir.



*[Text]*

The first breakthrough we expect to see in the next two to three years; that is, the attainment of what is called scientific break-even. That is the time at which the energy into an experimental fusion reactor is equal to the energy out of the reaction. That is scientific break-even; proof of scientific principle. That has not yet been done, and the best guess is it will happen within one to two years, and the best guess is it will happen either in the United States or in the U.S.S.R. or in one of the large magnetic confinement installations.

That still is not of much use to anybody. It is just proof of scientific principle. One then has to solve the engineering problems, and the next step is what is called engineering break-even, which is defined as the total energy out of the fusion reactor being equal to or greater than the total energy into the system. That we expect to happen somewhere between 1985 and 1990, and again it will probably happen in the U.S.A. or the U.S.S.R. Commercially operating fusion power systems making significant contributions to the power grids will probably be around by the end of the first decade of the next century. At the moment there is great pressure in the United States to shorten that time scale up. In particular, Senator McCormack has been pressing very hard, and there is some talk of trying to shorten that time scale up to 1990.

If I might just summarize the international situation, fusion research and development is certainly the most actively pursued new energy source around the world, as I think these budget figures can communicate. Certainly more than \$2 billion a year is being spent on fusion R&D.

I should mention the international basis that goes under the acronym INTOR. That was proposed by the Russians approximately 18 months ago through the International Atomic Energy Agency. These big machines have got so expensive that even the major powers are having serious trouble in funding them. These machines will cost on the order of \$1 billion each. The Russians suggested that this next generation of test machines should be built internationally. That was accepted with considerable excitement and enthusiasm by the United States, by Japan, the European community, and they have been working for well over a year in developing preliminary designs.

At one stage in this preliminary proposal an overture was made to Canada by officials of the U.S. government to see whether Canada was interested in being the host country for this large international installation. Not very long after that, the Russians walked into Afghanistan, and all hopes of an international collaboration involving the U.S.S.R. are, at the moment, zero. The design studies are still continuing, I am told, and the Russians at the technical level are still being very co-operative. But unless the Americans and the Russians can resolve their problems over Afghanistan, it is very unlikely INTOR will be built with the Russians as a participant. There still is a possibility it will be built between the United States,

*[Translation]*

Nous nous attendons à ce que la première étape importante soit franchie dans deux ou trois ans; ce sera ce qu'il est convenu d'appeler le seuil d'équilibre du point de vue scientifique. Ce sera le moment où l'énergie utilisée par le réacteur expérimental à fusion sera égale à l'énergie produite par la réaction. Ce sera la confirmation du principe scientifique. Nous n'en sommes pas encore là, comme nous l'avons dit; nous nous attendons que l'événement se produise d'ici un an ou deux; il a les meilleures chances de survenir soit aux États-Unis, soit en URSS, soit dans une des grandes installations de confinement magnétique.

Même là, le procédé ne sera guère utile. Il confirmera simplement le principe scientifique. Il faudra ensuite s'attaquer au problème d'ingénierie. L'étape suivante sera le seuil critique du point de vue de l'ingénierie, le moment où la production totale du réacteur à fusion sera égale ou supérieure à sa consommation totale d'énergie. Nous nous attendons que cette étape survienne entre l'an 1985 et l'an 1990; encore une fois, ce sera soit aux États-Unis, soit en URSS. Les installations commerciales produisant de l'électricité à partir de la fusion et contribuant de façon significative à alimenter le réseau ne feront probablement leur apparition qu'à la fin de la première décennie du siècle à venir. Actuellement, aux États-Unis, des pressions énormes s'exercent en vue de rapprocher cette échéance. Le sénateur McCormack, en particulier, insiste beaucoup. Il est question de ramener cette échéance à l'an 1990.

Je résume brièvement la situation sur la scène internationale. C'est le programme de recherche et de développement en matière de fusion qui est le plus activement mené dans le monde en vue d'en arriver à une nouvelle source d'énergie. Les chiffres que j'ai indiqués en attestent. Au total, plus de 2 milliards de dollars par an y sont consacrés.

Je mentionne en passant le projet international connu sous l'abréviation INTOR. Il avait été proposé par les Russes il y a environ 18 mois par l'intermédiaire de l'Agence internationale de l'énergie atomique. Ces machines complexes sont devenues tellement coûteuses que même les grandes puissances n'arrivent plus à se les payer. Elles peuvent coûter jusqu'à un milliard de dollars chacune. Les Russes avaient proposé que les prochaines machines expérimentales soient construites à l'échelon international. Le principe avait été accepté avec fièvre et enthousiasme par les États-Unis, le Japon et la Communauté européenne; on travaillait depuis plus d'un an aux plans préliminaires.

A une occasion au cours de cette étape préliminaire, les fonctionnaires du gouvernement américain avaient sondé le terrain auprès de ceux du Canada afin de voir si celui-ci était prêt à recevoir une installation de ce type. Tout de suite après, les Russes ont envahi l'Afghanistan et, pour le moment, tous les espoirs de collaboration internationale impliquant l'URSS se sont dissipés. On en est revenu au point de départ. Les études de conception se poursuivent toujours, si je comprends bien, et ce, avec la participation des Russes à l'échelon technique. Néanmoins, si les Américains et les Russes ne parviennent pas à s'entendre au sujet de l'Afghanistan, il est peu probable que l'INTOR puisse aller de l'avant avec la participation des

## [Texte]

the European community, and Japan. But in that case the advantages of Canada as a host country are minimal.

• 1725

A fusion R&D program in Canada, if it is to be successful, must of course involve very close collaboration with the fusion programs of other countries, and we believe particularly with the United States. We have had some preliminary discussions with officials of the department of energy in the U.S.A. and they are certainly very interested in entering into some collaborative operations with Canada. They are particularly interested in the large supply of tritium that we have in this country in the hands of Ontario Hydro. We have at the moment the world's largest supply of tritium.

Now the various alternatives—and I show three to you here—of possible Canadian involvement in fusion. The first one is a do-nothing option; that is an unco-ordinated program. We would continue with the small amounts of work being done in university laboratories and in some government laboratories. The consequences are shown over here, on the side of this viewgraph. There would be no increase in resources needed in the short term. Eventually fusion power systems would have to be bought offshore, which would mean Canada would be dependent on foreign technology, and there would be little or no impact on high-technology Canadian industry, since this do-nothing program would not develop any Canadian expertise.

The option in the centre here, which is the one supported by NRC and its advisory committee, we have called the international collaboration and industrial preparedness option, it would cost between \$10 million and \$20 million per year. It would be a minimum program to assure access to world technology, to develop capability in Canadian industry and to assure that scientific and technological expertise is available in Canada.

I might just digress for a moment at this point. Fusion research around the world is moving from a research phase to a development phase. This has been happening for the last 18 months. As it moves into its development and engineering phase, commercial interests of course, become very important. It is becoming rapidly much more difficult to obtain information from other countries. The doors are beginning to close very rapidly as we approach the technological era of fusion. Basically the reasons for these recommendations are, that unless Canada has a substantial or, at least, a significant research and development program in fusion going on, it is most unlikely that we will be made welcome by other countries and have access to their information.

The bottom option here I just put on for completeness. It is an option for Canada to produce its own fusion power system, and I think one can dismiss that very rapidly. It would cost about \$100 million a year and it is quite evident looking at the state of development of fusion research in the other major countries that even countries as large as the United States or the U.S.S.R. are having financial difficulties with it.

## [Traduction]

Russes. Il est toujours possible qu'une installation soit construite sous l'égide des États-Unis de la Communauté européenne et du Japon. Les avantages du Canada en tant que pays hôte, à ce moment-là, seraient minimes.

Un programme canadien de recherche et de développement en matière de fusion, pour avoir du succès, doit évidemment faire appel à une très étroite liaison avec ceux des autres pays, en particulier les États-Unis, croyons-nous. À la suite d'entretiens préliminaires que nous avons eus avec les fonctionnaires du secrétariat à l'Énergie aux États-Unis, nous pouvons affirmer que ceux-ci sont très intéressés à une forme quelconque de collaboration avec le Canada. Ils songent en particulier aux approvisionnements considérables de tritium aux mains de l'Hydro Ontario. C'est le Canada qui actuellement a l'approvisionnement de tritium le plus important au monde.

Trois possibilités s'offrent donc au Canada pour ce qui est de sa participation à un programme de fusion. D'abord, il peut ne rien faire du tout; c'est l'approche non coordonnée. Les travaux se continueraient sur une faible échelle dans certains laboratoires universitaires et gouvernementaux. Les conséquences sont indiquées de ce côté-ci du tableau. À court terme, il ne serait pas nécessaire d'augmenter les dépenses. Avec le temps, cependant, des systèmes de production d'électricité par fusion devraient être achetés de pays étrangers, ce qui signifierait que le Canada serait laissé à la merci de la technologie étrangère et que l'industrie canadienne de haute technologie n'en tirerait aucun avantage. La compétence canadienne en cette matière n'aurait pas été développée.

L'option qui se trouve au centre et à laquelle le CNR et son comité consultatif donnent leur appui, est celle de la collaboration internationale et de la préparation de l'industrie; elle coûterait entre 10 millions et 20 millions de dollars par année. Elle constituerait un programme minimum d'accès à la technologie mondiale en vue de développer la capacité de l'industrie canadienne et d'assurer au Canada la compétence scientifique et technologique en cette matière.

Je m'écarte du tableau, maintenant, si vous le permettez. La phase de recherche en matière de fusion dans le monde est devenue la phase de développement, au cours des derniers 18 mois. Au moment où les phases de développement et d'ingénierie sont abordées, l'aspect commercial devient de plus en plus important. L'information s'obtient de plus en plus difficilement des autres pays. Les portes commencent à se fermer avec l'approche de l'ère du développement technologique en matière de fusion. Ces recommandations partent de la reconnaissance du fait qu'à moins que le Canada ne se lance dans un programme, sinon important du moins significatif, en matière de recherche et de développement, il est peu probable que les autres pays l'accueillent à bras ouverts et lui donnent accès à leur information.

La dernière option est là pour compléter le tableau. Elle prévoit que le Canada se dote de son propre système de production d'électricité à partir de la fusion. Elle peut-être écartée tout de suite. Il en coûterait environ 100 millions de dollars par an. Lorsqu'on examine la recherche en matière de fusion dans les autres pays importants, on s'aperçoit que même



[Text]

The objective of the proposed program on fusion R&D in Canada is given here: To establish and maintain in Canada the necessary expertise as a foundation from which the capability of providing fusion power systems can be developed, when engineering and economic feasibility have been demonstrated.

• 1730

The purpose of this proposed R&D program would be, first, to sustain a long-term energy self-sufficiency in Canada by keeping open the option for a new energy source dependent on a widely available, virtually inexhaustible fuel. Secondly, to develop scientific expertise in Canada, permitting access to the international research effort at minimum cost. Third, to develop industrial, technological expertise in Canada, permitting access to foreign technology and assuring maximum Canadian industrial participation in the construction of fusion power systems. And finally, to develop in Canada the knowledge and skills to control any environmental problems of fusion power systems, and I think that last one is extremely important.

The proposed fusion R&D program has three major elements. The first one is on inertial confinement using lasers, and a particular kind of laser, a carbon dioxide laser, which was invented in Canada and on which we have some of the leading experts in the world in this country.

The second program element would be magnetic confinement, based on a small experimental Tokamac. Tokamac is a Russian expression, as you might have guessed. It is now being used to describe their particular geometry of magnetic confinement machine. This second program element is proceeding at the Varennes laboratories of Hydro Québec in collaboration with NRS, the Université de Montréal and two commercial companies. They are almost completing—they will complete this month a conceptual design study which has been supported by NRC. It is also being supported very strongly by Hydro-Québec. Last year, I believe their contribution was \$500,000 and this year it will be somewhat larger than that.

The third element is concerned with fusion materials and engineering, and this, as you can imagine, has some very serious and complicated materials problems and the thing is complicated, and one of the major areas for Canada I believe should be the study of the handling of tritium because we are in a preferred position, and I indicated earlier. All the CANDU reactors produce tritium, tritium is stored by Ontario Hydro and we have a fair amount of expertise in Canada on the handling of tritium. Tritium itself is weakly radioactive.

[Translation]

aux États-Unis et en URSS des problèmes financiers surgissent.

Les objectifs d'un programme possible de recherche et de développement en matière de fusion au Canada sont indiqués ici: établir et maintenir au Canada le niveau de compétence à partir duquel la capacité de réaliser des systèmes de production d'électricité grâce à la fusion soit développée, une fois évidemment que la faisabilité de ces systèmes, du point de vue de l'ingénierie et du financement, aura été démontrée.

Le but poursuivi par ce programme de recherches et de développement est, premièrement, d'atteindre, à long terme l'autosuffisance en matière énergétique dans notre pays tout en ayant la possibilité de recourir à une nouvelle source d'énergie provenant d'un carburant très facile à obtenir et pratiquement inépuisable. Deuxièmement, de développer les connaissances scientifiques au Canada, ce qui permettrait dès lors de participer aux entreprises de recherche internationale à un prix minimal. Troisièmement, de faire avancer les connaissances industrielles et technologiques au Canada, ce qui donnerait accès à la technologie étrangère et assurerait une participation maximale de l'industrie canadienne à la construction des systèmes à fusion. En dernier lieu, de faire progresser, dans notre pays, la connaissance et les aptitudes nécessaires pour contrôler les problèmes environnementaux découlant de l'existence de ces systèmes à fusion; j'estime que ce dernier objectif est extrêmement important.

Le programme proposé de recherches et de développement en matière de fusion comporte trois éléments principaux. Le premier porte sur le confinement par inertie utilisant les faisceaux lasers, et en particulier, un laser au gaz carbonique qui a été inventé au Canada; notre pays compte d'ailleurs bon nombre des spécialistes qui font autorité là dessus dans le monde.

Le confinement magnétique, constitue le deuxième élément du programme et il se fonde sur un petit Tokamac expérimental. Ce vocable est d'origine russe, comme vous l'avez probablement deviné et il désigne la géométrie particulière de l'appareil de confinement magnétique. Ce deuxième volet du programme est actuellement en cours aux Laboratoires de Varennes de l'Hydro-Québec, qui travaillent en collaboration avec l'INRS, l'Université de Montréal et deux entreprises. Ce mois-ci, on doit terminer une étude conceptuelle ayant bénéficié de l'appui du CNR. L'Hydro-Québec a également activement aidé ce projet. L'année dernière, je crois que sa contribution s'est établie à \$500,000, et on doit l'augmenter quelque peu cette année.

Le troisième élément se rapporte aux matières nécessaires à la fusion et aux questions de génie. Comme vous pouvez l'imaginer, cela crée des problèmes graves et fort complexes car il s'agit d'un domaine complexe en soi; j'estime donc que le Canada doit s'attacher sérieusement à l'étude de la manipulation du tritium, étant donné que nous sommes dans une position privilégiée à cet égard, ainsi que je l'ai dit plus tôt. En effet, tous les réacteurs CANDU produisent du tritium, qui est ensuite stocké par l'Hydro-Québec; nous disposons d'un nombre assez important de spécialistes sur la manutention de cette matière qui est faiblement radioactive.

**[Texte]**

In the inertial confinement program, for element of the program, what exists at the moment is some work within the NRC laboratories here in Ottawa, some research going on in Canadian universities, in particular INRS in Quebec, the University of Alberta and the University of British Columbia. There is a study contract which should be placed quite shortly to develop a conceptual design proposal for an inertial confinement facility.

Now what is all this going to cost? This budget was prepared by the NRC advisory committee as a suggestion. It is in reasonable agreement with NRC's proposal. In this table, you will see, it shows the funding over several years. The top line shows the federal funds for national fusion R & D, and you can see that for last year it was \$260,000, and for 1980-81 it still is \$260,000. This \$3 million in here is optimism on the part of the advisory committee. The next line shows the NRC in-house program, which was approximately \$0.9 million last year, and may increase slightly this year.

• 1735

The next line shows the total federal funding suggested. The bottom line shows the total federal funding from other sources, and that would be principally from provincial resources.

Several provinces have shown a keen interest in the fusion program. In particular, the Province of Quebec, through its agent Hydro-Québec, has shown a keen interest in the magnetic confinement portion of the proposed program. The Province of Ontario has also shown an interest, in particular in the materials engineering aspect. The Province of Alberta has shown some interest and the Province of British Columbia has shown considerable interest.

That is all for the viewgraphs.

If I might just conclude with a brief summary...

**The Chairman:** You may sit down, Dr. Redhead.

**Dr. Redhead:** Thank you.

Vigorous international effort towards the goal of energy from the controlled fusion process has resulted in continuous progress to the point where the emphasis in the International Fusion Program is shifting from research to engineering and technology.

I am reading from the summary in the advisory Committee document that you have in front of you.

Canada is the only important industrialized nation which does not have a serious fusion program. With the rapid advances being made in the world towards the goal of fusion energy, it is important that Canada develop a technological base from which well-informed decisions regarding the role of fusion for Canadian needs can be made. Furthermore, it is essential that Canadian industry be put in a position to supply at least some of this country's requirement for fusion hardware

**[Traduction]**

Pour ce qui est du programme de confinement par inertie ou de l'un de ses éléments, à l'heure actuelle, quelques travaux sont effectués au laboratoire d'Ottawa du CNRC, certaines recherches sont en cours dans les universités canadiennes, en particulier à l'INRS à Québec, à l'Université de l'Alberta et à l'université de la Colombie-Britannique. En outre, on doit accorder sous peu un contrat d'étude visant à élaborer les plans d'une installation devant recevoir un appareil de confinement par inertie.

Combien tout cela nous coûtera-t-il? Le budget actuel a été préparé par le comité consultatif du CNR, à titre de proposition. Il est donc à peu près conforme à la proposition du CNR même. Vous remarquerez que le tableau étale le financement sur quelques années. La ligne du haut indique les fonds accordés par le gouvernement fédéral au titre du programme de recherches et de développement de la fusion à l'échelle nationale; vous remarquerez que cette subvention s'établissait à \$260,000 l'année passée et qu'elle demeure la même pour 1980-1981. Par conséquent, le comité consultatif fait preuve d'un grand optimisme lorsqu'il mentionne 3 millions de dollars. A la ligne suivante, on remarque le programme interne du CNR, qui atteignait environ 0.9 million de dollars l'année dernière et sera peut-être légèrement augmenté cette année.

A la ligne suivante figure le total proposé pour ce qui est des fonds de financement fédéraux. Ensuite, au bas de la page, se trouve le total des crédits fédéraux provenant d'autres sources, principalement des provinces.

Plusieurs provinces se sont montrées très intéressées au programme de fusion, en particulier le Québec par l'entremise de l'Hydro-Québec, qui s'est vivement intéressé au volet portant sur le confinement magnétique. L'Ontario s'est également montré intéressé, particulièrement à l'aspect technique des matières utilisées. Enfin, l'Alberta s'est également montrée quelque peu intéressée alors que la Colombie-Britannique l'a été vivement.

La projection est terminée.

Si vous permettez, je vais conclure en présentant un bref résumé.

**Le président:** Vous pouvez vous asseoir, monsieur Redhead.

**M. Redhead:** Je vous remercie.

Des efforts vigoureux déployés par la Communauté internationale afin de tirer de l'énergie du processus de fusion contrôlée ont entraîné des progrès continus, à tel point que le centre d'intérêt du programme international de fusion se déplace maintenant de la recherche pour se fixer dans le domaine du génie et de la technologie.

Je vais lire le résumé contenu dans le document du Comité consultatif que vous avez devant vous.

Le Canada est le seul pays industrialisé important qui ne s'est pas doté d'un programme sérieux d'étude de la fusion. Étant donné les progrès rapides réalisés dans le but d'atteindre la fusion de l'énergie, il importe que notre pays élabore une base technologique à partir de laquelle on puisse prendre des décisions bien éclairées quant au rôle que peut jouer la fusion pour répondre aux besoins des Canadiens. En outre, il est essentiel que l'industrie canadienne, à l'avenir, soit en mesure



## [Text]

in the future and, if possible, to compete for the supply of some specialized sub-systems and auxiliary equipment on a world-wide basis. This is a long-term process which cannot be completed overnight. Although immediate opportunities for international collaboration exist today, once energy "break-even" has been demonstrated, in perhaps 1982, a nation which does not have a credible fusion program will probably be excluded.

The immediate goal for Canada should be to establish a national program of technological and scientific capability and industrial preparedness which would permit Canada to gain access to and be in a position to use the vastly increasing international pool of knowledge and technology on fusion energy.

Achievement of the above goal will require: the federal government to take the lead in funding and initiating the program; a co-ordinated effort by federal and provincial governments, the utilities and Canadian industry; concentrating on a few selected areas in order to achieve and maintain international credibility by contributing to the world pool of knowledge; intensive international collaboration and a strategy to ensure adequate and properly trained manpower.

The advisory committee makes the following recommendations: 1. Development of a national capability in Canada consisting of concentrated centres in: (a) inertial confinement—a national laser fusion facility with emphasis on CO<sub>2</sub> lasers established around the NRC laser capability; (b) magnetic confinement—a Tokamak technology fusion facility at Hydro-Québec, Varennes, and operated as a national facility; and (c) selected technologies—specialization in one or two selected engineering technologies associated with fusion-power systems.

2. Extensive international collaboration to consist of: (a) a planned program of seconding scientific and engineering personnel to major foreign projects.

• 1740

And I might add that that is to some extent in hand; b) formal bilateral exchange agreements between the major centres of the Canadian program and appropriate foreign centres;

I will skip c) since the possibility of INTOR is getting very thin.

3. A planned program of involving universities in the national fusion effort in order to ensure the training of adequate manpower.

4. A minimal federal budget for the National Fusion Program of \$3 million for fiscal year 1980-81 increasing to a steady level of \$12 million annually in four years.

## [Translation]

de fournir au moins une partie des besoins de notre pays quant au côté matériel de cette entreprise et, si possible, de faire concurrence aux autres pour ce qui est de fournir certains des sous-systèmes spécialisés et du matériel auxiliaire à l'échelle mondiale. Il s'agit, bien sûr, d'un processus de longue haleine qui ne peut se réaliser du jour au lendemain. Bien qu'il existe déjà des possibilités de collaboration internationale à l'heure actuelle, une fois qu'on aura atteint le seuil d'équilibre sur le plan énergétique, peut-être en 1982, un pays qui ne se sera pas doté d'un programme sérieux de fusion sera probablement exclu.

Le Canada devrait donc se fixer comme but immédiat l'établissement d'un programme national de dotation de moyens technologiques et scientifiques et de préparation de l'industrie afin qu'il ait accès aux vastes connaissances internationales sans cesse croissantes dans le domaine de la technologie de la fusion énergétique et qu'il puisse s'en servir.

Pour atteindre ce but, il faudra que le gouvernement fédéral prenne les devants dans le domaine du financement et de la mise sur pied du programme, que le gouvernement fédéral et les administrations provinciales se concertent comme d'ailleurs les services publics et l'industrie canadienne, que l'on concentre ces efforts dans quelques domaines choisis afin de contribuer de façon sérieuse à l'accroissement des connaissances mondiales à cet égard, ce faisant, établissant une réputation de sérieux. Enfin, il faudra participer de façon intensive aux efforts de collaboration internationale et concevoir une stratégie destinée à former convenablement un personnel compétent.

Le comité consultatif fait donc les recommandations suivantes: 1. L'élaboration d'un programme national se concentrant dans les domaines suivants: a) le confinement par inertie, une installation nationale de fusion par rayon laser en insistant sur les lasers au CO<sub>2</sub> établis en fonction des possibilités des lasers du CNR; b) le confinement magnétique, grâce au Tokamak, situé aux installations de l'Hydro-Québec de Varennes et administré en tant que service national; c) la spécialisation dans les technologies choisies, dans l'une ou l'autre des technologies liées aux systèmes de fusion.

2. Une participation très poussée aux efforts de collaboration internationale dans les formes suivantes: a) un programme planifié permettant d'envoyer des scientifiques et des ingénieurs travailler à de grands projets à l'étranger.

J'ajoute que cela est déjà en route dans une certaine mesure; b) la signature d'ententes bilatérales officielles permettant des échanges entre les grands centres du programme canadien et les centres étrangers;

Je vais sauter c) étant donné que la possibilité d'obtenir l'INTOR est vraiment très mince.

3. Un programme prévoyant la participation des universités aux recherches nationales relatives à la fusion afin de former le personnel nécessaire.

4. L'obtention d'un budget fédéral minimal de 3 millions de dollars pour l'année financière 1980-1981, destiné aux programmes nationaux d'étude de la fusion, budget qu'on aug-

[Texte]

5. Immediate implementation of the 1980-81 program, a commitment to a National Fusion Program beyond 1980-81 and determination of provincial interest and negotiation of provincial participation.

That represents the views of the NRC Advisory Committee which represents the scientific and engineering community concern, and is reasonably close to the views of NRC itself.

**The Chairman:** On behalf of the committee, Dr. Redhead, I would like to thank you for the paper presented to us on what I find, at least, a very complex but interesting subject. One of the problems that the committee will have is to get this into a language so that the average Canadian we hope, will be able to understand what we are talking about when we mention fusion. I can see that Mr. Clay is going to have some work cut out for him.

Who would like the first question? Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Mr. Chairman, there are, I think, some interesting factors with fusion that are paralleled by fission a little bit. That point has been well made by others, but one of them is the sizing of the projects themselves. Could you comment on that, how you see that is affecting our energy balances?

**Dr. Redhead:** Magnetic fusion devices do tend to be very large. The minimum size we can make is a very big machine, enough power to light a large part of the eastern seaboard of the United States in one machine, so that is a serious problem. The inertial confinement devices, however, can be made a good deal smaller, and that leads to possibilities of relatively small devices or small systems that could supply the needs of even a small town. But as far as I am aware there are quite fundamental limits to the minimum size that one can make a magnetic confinement device, and that will be very big.

**Mr. Gurbin:** My second question has to do with hydrogen. You said a photo chemical reaction, I think, in terms of the hydrogen production. Is that not a simple high temperature . . .

**Dr. Redhead:** The reaction does actually involve the particles coming out of the fusion reaction, that is, the neutrons themselves, directly. It is highly controversial at this stage. We are not really sure whether it will work, but if it will it will be very exciting. In other words, one uses the neutrons to impact directly on a gas, perhaps water, with suitable additives, and the passage of the neutrons through the gas will by their direct action produce hydrogen.

**Mr. Gurbin:** So this is separate from the other process that the Germans are using, which is high temperature.

[Traduction]

mentera afin qu'il atteigne un niveau constant de 12 millions de dollars par année, d'ici 4 ans.

5. La mise en œuvre immédiate du programme de 1980-1981, l'engagement de poursuivre le programme national d'étude de la fusion au-delà de cet exercice financier, et l'établissement des intérêts provinciaux ainsi que la négociation de la participation des provinces.

Ces propositions sont celles du comité consultatif du CNR qui exprime les préoccupations du milieu des scientifiques et des ingénieurs, et est assez proche des positions du Conseil national de recherches lui-même.

**Le président:** Monsieur Redhead, au nom du comité, je tiens à vous remercier de nous avoir présenté un tel exposé, sur une question qui me paraît très complexe mais très intéressante. L'un des problèmes auxquels nous ferons face, en comité, ce sera de traduire cela dans un langage tel que le Canadien moyen, sera en mesure nous l'espérons, de comprendre de quoi il s'agit lorsqu'on abordera cette question de la fusion. Je ne doute pas que M. Clay aura du pain sur la planche à cet égard.

Qui veut poser la première question? Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Monsieur le président, la question de la fusion comporte certains facteurs intéressants quelque peu parallèles à ceux qu'on observe en fission. D'autres ont déjà mentionné cela, mais je reviens à la question de l'envergure de ces projets. Avez-vous quelque chose à dire sur la façon dont cela, d'après vous, peut affecter notre équilibre en énergie?

**M. Redhead:** Les appareils magnétiques nécessaires à la fusion tendent effectivement à être très gros. Le plus petit des appareils que nous pouvons construire est quand même très gros; il faut créer assez d'énergie pour éclairer une partie importante de la côte atlantique des États-Unis, ce qui représente donc un problème sérieux. Toutefois, les appareils de confinement par inertie peuvent être beaucoup plus petits, ce qui ouvre la porte à des appareils relativement petits ou des systèmes relativement limités, qui peuvent subvenir aux besoins d'un village. A ma connaissance, toutefois, il y a des limites infranchissables quant à la petitesse des appareils de confinement magnétique, qui sont nécessairement très grands.

**M. Gurbin:** Ma deuxième question porte sur l'hydrogène. Vous avez parlé d'une réaction photochimique pour ce qui est, je crois, de la production de ce gaz. Est-ce que cela ne résulte pas simplement de température élevée?

**M. Redhead:** Dans cette réaction, les particules sont effectivement créées par la réaction de fusion, c'est-à-dire que les neutrons eux-mêmes agissent directement. Cette question est toutefois fort controversée en ce moment. Nous ne sommes pas certains que ce processus fonctionnera mais si nous réussissons, cela sera tout un succès. En d'autres termes, on se sert des neutrons afin d'agir directement sur un gaz, de l'eau peut-être, à laquelle on saura ajouté les éléments appropriés, et le passage de ces neutrons dans le gaz produira ainsi de l'hydrogène.

**M. Gurbin:** Ce processus se distingue donc de celui qu'utilisent les Allemands, c'est-à-dire la chaleur.



[Text]

**Dr. Redhead:** That is right. Could I emphasize that it is controversial, whether it will really work?

**Mr. Gurbin:** The materials benefits, could you comment on that? It is a point that Dr. McGeer in British Columbia made quite clear that they are very interested in out there, the benefits in terms of developing these materials that might be involved in the programs.

**Dr. Redhead:** Yes, you can really blow your mind on these sorts of possibilities, and I am sure McGeer is a person very well capable of doing that. The walls of the confinement device have to meet such incredibly stringent conditions, as you can imagine, confining this high temperature plasma with high energy particles bombarding the walls, that it is a very complex engineering problem.

• 1745

If it is solved, and we believe it will be, there is no doubt that those technologies will be useful in many other areas: possibly an improvement in the efficiency of fission reactors, for example. But I guess the best thing to say it is really at the cutting edge of material science, all that whole set of engineering problems that the first wall a fusion reactor must satisfy. Now if we are to breed the tritium for the fusion reaction during the fusion cycle, then the plan would be to have the first wall of the reactor made of lithium. There would be a lithium blanket in which, then, you get transmutation of lithium to tritium which would then be cycled back into the reaction. So the fuels in the first instance for fusion reaction would be deuterium, coming from heavy water, and lithium of which there is a very large supply in the earth's crust.

The next most likely reaction, which is the so-called DD reaction, that is deuterium on deuterium, should be possible in the next century. It requires a much higher temperature and when that becomes possible, then the fuel situation becomes even more attractive, and it will require just strictly deuterium.

**Mr. Gurbin:** Of the energy sources that are required for these projects, there are three sites in Canada or three provinces particularly that have been competing for them. Is there any real advantage in one site over another as far as you are concerned?

**Dr. Redhead:** There is an advantage in the Hydro-Québec site at Varennes. It happens to be at the *nexus* of the largest electrical power system on this continent, and there is more electrical power available at Varennes than anywhere else on the North American continent. That does give an advantage in certain aspects, particularly in magnetic computer fusion devices—there I go again—of having this large amount of power readily available. I think it is arguable, the extent of how advantageous that is. But to have cheap electrical power available in the research and development and demonstration stage certainly is a considerable advantage.

[Translation]

**M. Redhead:** C'est juste. Si vous permettez, j'insiste sur le fait que ce processus est controversé, qu'on ne sait pas qu'il fonctionnera vraiment.

**M. Gurbin:** Maintenant, pouvez-vous nous dire quels seront les avantages matériels qu'on pourra retirer de cela? M. McGeer de la Colombie-Britannique nous a déclaré, sans équivoque, qu'on s'intéresse beaucoup chez lui à savoir dans quelle mesure on pourra créer des matériaux devant servir dans ces programmes.

**M. Redhead:** Oui, on peut vraiment s'imaginer mer et monde à partir de ce genre de possibilité, et je ne doute pas que M. McGeer en soit capable. Comme vous pouvez l'imaginer, les murs du bloc de confinement doivent répondre à des conditions extrêmement rigoureuses, afin de contenir ce plasma à température très élevée aussi bien que les particules à haute énergie qui bombardent les murs; cela constitue un problème technique très complexe.

Si on trouve une solution, et nous croyons que c'est possible, ces techniques seront sans doute très utiles dans bien d'autres domaines, pour augmenter l'efficacité des réacteurs à fission, par exemple. Peut-être devrais-je dire que toute cette gamme de problèmes de génie auxquels doit répondre le premier mur d'un réacteur à fusion est vraiment à la fine pointe de toutes les sciences matérielles. Si l'on doit créer le tritium pour la réaction à fusion durant le cycle même de fusion, il faudrait alors construire avec du lithium ce premier mur du réacteur. Il y aurait alors une membrane interne de lithium qui permettrait la transmutation du lithium au tritium, qui serait ensuite recyclé pour alimenter la réaction. Donc le carburant de première instance pour alimenter la réaction à fusion serait le deutérium, provenant de l'eau lourde, suivi du lithium, qui se trouve à l'état naturel en très grande quantité dans la croûte terrestre.

Le prochain processus de réaction le plus logique, dite la réaction DD, c'est-à-dire du deutérium sur deutérium, devrait être réalisé dans le siècle à venir. Il exige une température beaucoup plus élevée, mais une fois que cela sera possible, l'aspect combustible devient beaucoup plus attrayant, n'exigeant que le deutérium.

**M. Gurbin:** Trois sites au Canada, ou plutôt trois provinces, se disputent les sources d'énergie nécessaires à ces projets. Y a-t-il un site qui soit plus avantageux qu'un autre, selon vous?

**M. Redhead:** Le site d'Hydro-Québec à Varennes est plus avantageux. Il se trouve au cœur même du plus grand système de pouvoir électrique du continent, puisqu'il y a plus de pouvoir électrique à Varennes que partout ailleurs sur le continent nord-américain. Cette grande quantité de pouvoir électrique représente un avantage dans certains aspects du problème, surtout dans le domaine des réacteurs de fusion à confinement magnétique. L'importance de cet avantage est discutable. Mais il y a certainement un grand avantage d'avoir tout ce pouvoir électrique peu coûteux, disponible à l'étape de la recherche et du développement et de l'expérimentation.

[Texte]

**Mr. Gurbín:** Do you count Ontario Hydro's expertise with heavy-water production and fusion reactors as being in the nature of benefit in ongoing development here or are we looking at something in your opinion that is not really going to be a major factor?

**Dr. Redhead:** The deuterium production is not really a limiting step in the process; it is a pretty well developed technology. Ontario Hydro's expertise in handling tritium is extremely useful to the fusion program, and this large inventory of tritium that they have will probably keep the first generation of fusion reactors going. That is why the Americans are so interested in possible collaboration with Canada.

Tritium has a half life of the order, I think, of 15 years so it is a relatively ephemeral material.

**Mr. Gurbín:** My last question is on funding. I am very surprised at the funding level that you have proposed, in the sense that in 1981 you are at \$28 million and then you decrease that to \$17 million by 1988. I do not understand that.

**Dr. Redhead:** Yes. This is the normal capital buildup of a large facility. As the plan for the buildup of the facility where you need a large amount of capital levels off, then you get to an operational phase where your requirements for capital drop off and once the thing has reached an equilibrium, what you need is operational dollars. So it is quite a normal distribution of revenue in a very large technical installation.

**Mr. Gurbín:** That is for research and development only, that is apart from any commitment that might be made to a development program. Is that true or false? I am just trying to understand.

**Dr. Redhead:** It is really research. It is hard to say at this stage. The proposal that has been pursued with great vigour at Hydro-Québec is a very exciting proposal; the Americans are very interested in it. It may have a very profound effect on the speed with which the American program can continue. It would permit the testing of materials, and so on, much more quickly than any of the existing American facilities. Now, whether you call that research or development, I am not quite sure at the moment. It is a mixture of both, I think.

• 1750

**Mr. Gurbín:** Then without belabouring this, my point is that for that amount of investment you are saying that we maintain our profile internationally and our hand in the technology. Is that what you assume with that investment?

**Dr. Redhead:** Yes. That is right. The assumption is that with an investment of that order, the doors of the laboratories around the world will stay open to Canada. But for investment significantly less than that, they will close very rapidly.

If I may give you an example. There is a committee called the Fusion Power Research Committee, I think, with the International Atomic Energy Agency, of which Australia, for example, is a member. And when we approached them to find

[Traduction]

**M. Gurbín:** L'expertise de l'Ontario-Hydro dans la production d'eau lourde et des réacteurs à fusion peut-il avantager le développement permanent ici, ou n'est-ce pas un facteur important?

**M. Redhead:** La production du deutérium ne contraint aucunement le processus; c'est une technique déjà bien connue. L'expertise de l'Ontario-Hydro dans la manutention du tritium peut être très utile au programme de développement d'énergie à fusion, et les stocks importants de tritium qu'elle possède alimentera sans doute la première génération des réacteurs à fusion. C'est pourquoi les Américains s'intéressent tant à une collaboration avec le Canada.

La période radioactive du tritium est d'environ 15 ans, c'est donc une matière plutôt éphémère.

**M. Gurbín:** Ma dernière question porte sur le financement. Je suis un peu étonné des niveaux de financement proposés, puisqu'en 1981 vous demandez \$28 millions, et seulement \$17 millions en 1988. Je ne comprends pas.

**M. Redhead:** Oui. C'est le cours normal des capitaux d'immobilisation d'une grande installation. La construction d'une telle installation exige beaucoup de capitaux qui atteignent graduellement un plateau; alors l'on passe à l'étape du fonctionnement où la demande de capitaux diminue, pour atteindre un certain équilibre, lorsqu'il faut financer les dépenses de fonctionnement. Cela représente donc une distribution assez normale du financement d'une installation technique très importante.

**M. Gurbín:** Cela ne couvre que les dépenses de recherches et de développement; cela exclut tout engagement de dépenses pour un programme de développement. Est-ce vrai ou faux? J'essaie de comprendre.

**M. Redhead:** Il est surtout question de recherche. Il est assez difficile de l'affirmer à ce stade. Le projet poursuivi si vigoureusement par Hydro-Québec est très emballant; les Américains s'y intéressent beaucoup. Cela peut avoir une influence très marquée sur le progrès du programme américain. Cela permettrait de tester les matériaux, etc., beaucoup plus rapidement qu'on pourrait le faire dans n'importe quelle installation américaine actuelle. Je ne pourrais vous dire en ce moment si cela constitue de la recherche ou du développement. C'est un mélange des deux, je crois.

**M. Gurbín:** Sans vouloir insister, vous dites que ces investissements nous permettront de rester à la page sur le plan international, et du point de vue de la technologie. Est-ce cela que vous supposez possible par cet investissement?

**M. Redhead:** Oui, c'est juste. On suppose qu'avec un investissement semblable, on gardera ouvertes pour le Canada les portes des laboratoires partout au monde. Mais si on investit une somme beaucoup moindre, elles se fermeront très rapidement.

Voici un exemple. Il y a au sein de l'Agence internationale de l'énergie atomique, dont l'Australie, par exemple, est membre, le «Comité de recherche sur l'énergie au moyen de la fusion». Lorsque nous leur avons demandé si le Canada pouvait



[Text]

out whether Canada could become a member of this committee, it was made very clear to us that Canada really was not welcome until there was a significant fusion-research program in the country.

If I may just conclude that by repeating my former point, that the doors of the research laboratories stay open to other researchers who are knowledgeable in the field. But what is happening now around the world is that fusion is moving into the engineering and technological phase with big money involved, where commercial companies are getting involved, and the doors are shutting very fast. The argument that we are making is that unless Canada mounts a small but significant program, those doors will be closed tightly against us within five years.

**Mr. Gurbín:** Thank you very much.

**The Chairman:** Yes. Before going on to someone else, gentlemen, I would like the same type of motion: That the documents entitled *Fusion, A Few Graphs for Meeting of the Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution and A National Fusion Program for Canada* submitted by Dr. P. A. Redhead of the National Research Council, be printed as appendices to this day's *Minutes of Proceedings and Evidence*. Is that agreed?

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** Agreed. Before going on to someone else, Dr. Redhead, you mentioned that we have a great deal of tritium on hand, especially in Ontario because of their nuclear generating plants. It has, I believe, a radioactive life of about fifteen years?

**Dr. Redhead:** What is called its "hot life".

**The Chairman:** Hot life. Now, how is that stored at present? It is not being used for anything right now, if I understand correctly.

**Dr. Redhead:** No. It is, if you like, being viewed as a contaminant, a nuisance that has to be stored. I am not quite sure but I would assume it is being stored as the oxide, that is, as tritiated water.

**The Chairman:** Yes. Do you see the environmental groups that are more and more active now, especially in the anti-nuclear field, becoming even more active if we go into fusion, in other words, because of your use of tritium?

**Dr. Redhead:** It is hard to say. Tritium is a weak beta emitter, that is it emits a fairly low-energy electron, which means it is very easy to shield. One normally uses tritium in the laboratory with quite minimal shielding—a few millimetres of aluminum is enough to shield. So it is not a powerful radioactive material and it is very easy to shield.

The danger of it is in controlling it so it does not spread too far into the life cycle. Unfortunately, it already has spread into the life cycle—very small amounts, of course—due to atomic bomb testing, and the result is that all the water in the world is infinitesimally slightly hotter than it was before the first atomic bombs were dropped. This is totally trivial from a health point of view, but it bothers the hell out of archaeologists.

[Translation]

devenir membre du comité, on nous a laissés savoir clairement que le Canada n'y serait accueilli qu'après avoir lancé un programme important de recherches sur la fusion.

Je conclus en répétant mon affirmation précédente, à savoir que les portes des laboratoires de recherche sont ouvertes aux autres chercheurs qui connaissent le domaine. Mais en ce moment, partout au monde, dans le domaine de la fusion, on passe à l'étape de la technique et du génie, exigeant des investissements très importants, à laquelle participent des sociétés commerciales, et les portes se referment très rapidement. Donc, à moins que le Canada ne lance un programme restreint mais important, ces portes se refermeront pour nous d'ici cinq ans.

**M. Gurbín:** Merci beaucoup.

**Le président:** Avant de céder la parole à un autre, je demanderais qu'on propose la motion suivante: que les documents intitulés «Fusion, diapositives à l'intention d'une réunion du Comité spécial l'énergie de remplacement de pétrole», et «Programme de fusion au Canada», présenté par le docteur P. A. Redhead, du Conseil national des recherches, soit annexé au procès-verbal de cette séance. Êtes-vous d'accord?

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** Adopté. Dr Redhead, vous avez mentionné que nous avons des stocks importants de tritium, surtout en Ontario, à cause des usines d'énergie nucléaire. Ce produit a une vie radioactive d'environ 15 ans, n'est-ce pas?

**M. Redhead:** C'est sa période de demi-vie.

**Le président:** De demi-vie. Comment l'entrepose-t-on en ce moment? On ne s'en sert pas présentement, si j'ai bien compris.

**M. Redhead:** Non. On la traite comme un contaminant, comme une immondice qu'il faut entreposer. Je n'en suis pas certain, mais je suppose qu'on l'entrepose sous forme d'oxyde, c'est-à-dire d'eau tritiée.

**Le président:** Croyez-vous que les groupes d'écologistes, qui sont de plus en plus actifs, surtout dans le domaine antinucléaire, pourraient s'intéresser davantage à la fusion, à cause, par exemple, de l'emploi du tritium?

**M. Redhead:** C'est difficile à dire. Le tritium émet un faible rayonnement beta, c'est-à-dire un électron à faible énergie, qu'on peut arrêter assez facilement. Dans les laboratoires, on se protège contre le tritium avec des écrans minimes, quelques millimètres d'aluminium suffisent à arrêter son rayonnement. Ce n'est donc pas un élément radioactif très puissant, et demande des écrans très légers.

Il faut le contrôler, afin d'éviter des répercussions sur la vie humaine. Malheureusement, cela s'est déjà produit—en très petite quantité, bien sûr—suite aux tests de bombes atomiques; ainsi toute l'eau du monde est devenue, dans une mesure infiniment petite, légèrement plus chaude qu'elle ne l'était avant l'emploi des premières bombes atomiques. Cela n'a eu aucun effet réel sur la santé, mais cela a nui énormément aux archéologues...

[Texte]

**The Chairman:** Yes ...

**Dr. Redhead:** ... who, of course, use the tritium in water as a means of dating. So, if you like, it is a serious problem as far as science is concerned. We have got to make very much sure the tritium does not spread into the life cycle.

• 1755

**The Chairman:** Thank you. Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Doctor, I do not know just how to ask this question. I wanted to break it into scientific and engineering. Have we reached a point that fusion is, from a scientific standpoint, readily possible? Have we gone that far?

**Dr. Redhead:** We cannot give you a 100 per cent yes on that. The experts in the field are as certain as they can be that it will work within a year or so. We do know, of course, that we can produce uncontrolled fusion, and the Americans, of course, have had a program called Plowshare to many years for use hydrogen bombs as an energy source. So we know we could do it if the world energy crisis got so bad that we had to use that method. It could be used and it would be relatively benign.

The concept of Project Plowshare is to explode hydrogen bombs inside a large salt dome and then extract the steam to run turbines. Of course, politically it is just not acceptable. I just mention that if the ultimate crunch happened and there was no other source of energy, we could go to that method.

**Mr. MacBain:** I do not suppose it would be fair to ask what percentage of certainty have you that we could have controlled fusion: like 90 per cent, 50 per cent? It would not be 100 per cent, obviously. You said that, but ...

**Dr. Redhead:** No, certainly not 100 per cent, but I would guess the informed scientific and engineering community right now would put a 90 per cent certainty on it.

**Mr. MacBain:** All right, I am happy with that. The other question is: Let us suppose we know we can do it, that actually you can do it scientifically. That is proven by what you have said. What about the engineering technique? Even if we got around it scientifically—controlled fusion—will there be engineering problems that just would make it impossible?

**Dr. Redhead:** That is a difficult one to answer. I would think not. I think the problem is more likely to be economic, whether we can afford to do it. That will, of course, depend on what the world price of oil is. I suppose if there is no other source of energy, we will just have to pay it.

**Mr. MacBain:** But there are no variables or engineering theories that would come in that would break down the scientific theories? Scientifically we can do it, but physically we cannot do it. That would not be a suitable scenario.

**Dr. Redhead:** I think it is fair to say that at this moment we do not know of any engineering problems to which we cannot conceive a solution. Now, that does not mean to say that some

[Traduction]

**Le président:** Oui.

**M. Redhead:** ... qui utilisent le tritium dans l'eau comme moyen de dater les choses. Donc c'est un problème grave du point de vue scientifique. Il faut donc être très certain que le tritium ne se répandra pas dans le cycle de vie humaine.

**Le président:** Merci. Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Je ne sais vraiment pas comment poser ma question, monsieur. Je veux la diviser selon deux aspects, l'aspect scientifique et l'aspect technique. Du point de vue scientifique, sommes-nous au point où l'énergie de fusion soit très possible? En sommes-nous rendus là?

**M. Redhead:** Nous ne pouvons pas l'affirmer absolument. Les experts sont certains qu'ils réussiront d'ici un an. Bien sûr, on peut produire une réaction de fusion incontrôlée, et depuis déjà nombre d'années les Américains ont en vigueur le programme «Plowshare» pour étudier la possibilité d'utiliser les bombes à hydrogène comme source d'énergie. Ce serait donc possible si la conjoncture mondiale de l'énergie devenait si critique qu'on devait utiliser cette méthode. On pourrait utiliser cette méthode, dont les effets secondaires seraient relativement bénins.

Le principe du projet du «Plowshare» est d'exploser des bombes à hydrogène à l'intérieur d'une grande voûte de sel, et d'en extraire la vapeur produite pour faire tourner des turbines. Sur le plan politique, bien sûr, cette solution est complètement inacceptable. Je la mentionne, car si on en venait au point critique, et que nous n'avions aucune autre source d'énergie, on pourrait utiliser cette méthode.

**M. MacBain:** Peut-être serait-ce injuste de vous demander à quel degré de certitude on peut assurer une réaction à fusion contrôlée: serait-ce 90 p. 100, 50 p. 100? Bien sûr ça ne peut être 100 p. 100. Vous l'avez dit, mais ...

**M. Redhead:** Non, certainement pas à 100 p. 100, mais les experts scientifiques et techniques en la matière sont certains à 90 p. 100.

**M. MacBain:** Très bien, vous m'en voyez ravi. Ma prochaine question est la suivante: supposons que du point de vue scientifique, cela soit réellement possible. Vous l'avez affirmé. Mais où en sommes-nous du point de vue technique? Si on réalisait, scientifiquement, une réaction à fusion contrôlée, n'y aurait-il pas des problèmes de génie qui sont vraiment impossibles à résoudre?

**M. Redhead:** C'est une question difficile. Je ne pense pas. Le problème serait plutôt d'ordre économique, à savoir si on a les moyens de réaliser ce projet. Cela dépendra bien sûr du prix mondial du pétrole. Évidemment s'il n'y a aucune autre source d'énergie, il faudra bien payer le prix.

**M. MacBain:** Mais il n'y a pas de facteur, ou de théorie technique, qui pourrait démolir les théories scientifiques? Il ne faut pas dire que scientifiquement on puisse le faire, mais que ce soit impossible physiquement.

**M. Redhead:** En ce moment, il serait juste de dire qu'il n'y a aucun problème technique insurmontable. Évidemment, cela



## [Text]

problems are not going to crop up we did not think of. It may turn out to be very difficult indeed to solve.

**Mr. MacBain:** Basically, what you are saying is that scientifically and from an engineering standpoint, the parameters are time, when you get really serious and when you are completely safe, more than anything else, and dollar bills.

**Dr. Redhead:** Certainly, as I try to indicate in those tables, the U.S. Congress and presumably the Russian Presidium or whoever controls such things in Russia have decided that yes, it is on, and they are putting very large sums of money into demonstration reactors right now.

**Mr. MacBain:** Thank you, sir.

**The Chairman:** I think our project manager, Mr. Clay, has some questions.

**Mr. Clay:** I hope they will be quite brief, Dr. Redhead.

You indicated there is very little likelihood of the INTOR facility being built in Canada, with relations as they are between the Soviet Union and the United States. In fact, is the probability not already quite small, even if relations improve, given our low level of fusion research in Canada?

**Dr. Redhead:** Yes. The only reason, I think, that Canada was suggested as a site was because the Americans were looking for a site that could possibly be considered neutral with respect to the Russians. The Russians had proposed Finland, or had persuaded Finland to propose itself, and so Canada came up for consideration as a possible neutral site. If the Americans no longer need a neutral site, I think it is out the window. And, certainly, I agree with you, it would have been marginal in the view of all the major powers because we have no major research program in Canada. However, the distance from the major research laboratories in the States, such as Princeton, supposing a site near Montreal is chosen, is only a couple of hundred miles.

• 1800

**Mr. Clay:** Okay, you indicated that Canada is in danger of being frozen out of fusion technology very quickly, particularly once scientific breakthrough is achieved. Is there some danger it may already be too late for us to gear up a program in fusion energy to sort of gain membership in this club?

**Mr. Redhead:** If we cannot succeed in getting some government approval, not necessarily of this whole program but some reasonable support, then I think that danger is fairly imminent. Smaller countries of roughly the same size scientifically as Canada that have gone into the fusion business in a small way include Switzerland, Sweden, Australia and Holland, I believe—I am not quite sure. Now, these countries have been getting in the last two or three years, although Australia has been in longer than that. The general atmosphere is that the club is going to close its ranks very quickly.

**Mr. Clay:** So we have to act very rapidly is what you are suggesting.

One last question. I have seen some conflicting reports—and you have already referred to this problem—on the degree to

## [Translation]

ne veut pas dire que d'autres problèmes imprévus ne surgiront pas. Il peut y en avoir qui soient très difficiles à résoudre.

**M. MacBain:** Au fond, vous dites que des points de vue scientifique et technique, les limites sont le temps, du point de vue sécurité et possibilité, plus que tout autre facteur et le financement.

**M. Redhead:** Certainement, et comme je l'ai indiqué dans les tableaux, le Congrès des États-Unis et le Présidium soviétique, ou quiconque contrôle ces choses en Union Soviétique, ont décidé que c'était possible, et ils ont investi des sommes très importantes pour la fabrication de réacteurs expérimentaux.

**M. MacBain:** Merci, monsieur.

**Le président:** Notre recherchiste, M. Clay, a aussi des questions à poser.

**M. Clay:** Je serai bref, monsieur Redhead.

Vous dites qu'il y a très peu de chance que l'installation INTOR soit construite au Canada, étant donné les mauvaises relations entre l'Union Soviétique et les États-Unis. La possibilité n'est-elle pas déjà très minime, même si les relations s'améliorait, vu le peu de recherche qui se fait sur la fusion au Canada?

**M. Redhead:** Oui. On a proposé le Canada comme site pour la seule raison que les Américains cherchaient un endroit qui serait considéré neutre par rapport aux Russes. Les Russes avaient proposé la Finlande, ou plutôt avaient persuadé la Finlande de se proposer elle-même, et c'est pour cette raison que le Canada a été cité comme site neutre possible. Si les Américains n'avaient plus à trouver un endroit neutre, il n'en serait plus question. Je suis d'accord, les possibilités étaient certainement tout au plus marginales, selon les puissances principales, puisque nous n'avons aucun programme important de recherche au Canada. Toutefois, supposons qu'on choisisse un site près de Montréal, la distance ne serait que de quelques centaines de milles des laboratoires importants de recherche aux États-Unis, comme celui de Princeton.

**M. Clay:** Bon, vous avez indiqué que le Canada court un risque d'être laissé très rapidement pour compte dans le domaine de la technologie de fusion, surtout s'il y a une percée scientifique. Ne courons-nous pas déjà un risque qu'il soit déjà trop tard pour lancer un programme de l'étude de l'énergie par la fusion, afin d'être admis à ce club?

**M. Redhead:** Si on n'a pas l'approbation du gouvernement, pas nécessairement pour l'ensemble du programme, mais au moins un appui raisonnable, la menace est certainement imminente. De plus petits pays, de la même importance que le Canada sur le plan scientifique, ont déjà lancé des programmes de fusion, et comprennent la Suisse, la Suède, l'Australie et la Hollande, je crois... je n'en suis pas certain. Ces pays ont lancé leurs recherches depuis deux ou trois ans, l'Australie depuis plus longtemps. On sent en général que le club va fermer ses portes très rapidement.

**M. Clay:** Il faut donc agir très rapidement, comme vous l'avez suggéré.

Une dernière question. J'ai lu des rapports contradictoires, vous en avez parlé plus tôt, sur la possibilité que les réacteurs à

**[Texte]**

which fusion reactors will create longer-lived radioisotopes. And I gather, in contrast to fission reactors, that it is possible to vary this radioactive creation in the design of the reactor itself. Would you be prepared to go as far as to say that fusion reactors are likely to be less of a problem in the creation of longer-lived radioisotopes in fission reactors?

**Dr. Redhead:** Yes. To be quite even-handed, I have to point out that the problem of decommissioning a fusion reactor, once it has reached the end of its useful life in 20 or 30 years, will probably be just as difficult as decommissioning a fission reactor. The reactor itself will be highly radioactive. So I would not like to minimize that problem. It is basically a very similar problem, you fill it up with cement and let it sit for several hundred years. But the fusion reaction itself does not produce any of these very nasty long-lived radioactive products that the fission side of it does.

**Mr. Clay:** These are created in the structure of the reactor itself, are they not?

**Dr. Redhead:** Well, the only radioactivity that would be produced from the fusion reactor would be produced in the structure of the reactor.

**Mr. Clay:** So you anticipate, then, that it is a lesser problem than with today's fission reactors?

**Dr. Redhead:** I believe so, as a personal opinion, which is not of very much value. But I do want to make it very clear that, until we know a great deal more about the engineering parameters, I would not like to make such a statement with any degree of certainty. After all, the engineering parameters on fission reactors now are well established over many years of practical operation; whereas, in the case of fusion, we have not yet had a single reactor operating. But, certainly, the protagonists of fusion use this as a very strong argument, they believe that fusion will be more benign than fission.

**Mr. Clay:** So it is still something of a moot point, then?

**Dr. Redhead:** I believe so.

**Mr. Clay:** Thank you.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, can I just . . .

**The Chairman:** Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Does the radioactivity kind of leech a little bit into the metal—I suppose it is a metal in the . . .

**Dr. Redhead:** The container would be mainly a stainless steel container.

**Mr. MacBain:** Right. And does the radioactivity kind of seep—not using a scientific term—into the metal?

**Dr. Redhead:** What happens is that the neutrons and the alpha particles that come out of the fusion reaction in the middle of this chamber bombard the metal walls and there, through nuclear reactions with the metal of the wall, produce radioactive materials. Most of it is what is called neutron activation. A similar process goes on in a fission reactor, too.

**[Traduction]**

fusion créent des isotopes à longue vie radioactive. Et contrairement au cas des réacteurs à fission, j'ai cru comprendre qu'il est possible de varier cette création de produits radioactifs dans la conception même du réacteur. Pouvez-vous affirmer que les réacteurs à fusion créeront moins de radio-isotopes à longue période radioactive que ceux dans un réacteur à fission?

**M. Redhead:** Mais pour être bien juste, il faut noter que le problème de la mise hors service d'un réacteur à fusion, à la fin de sa vie utile de 20 ou 30 ans, sera aussi difficile que la mise hors service d'un réacteur à fission. Le réacteur même sera très radioactif. Je ne veux donc pas minimiser le problème. Le problème est semblable au fond, il faut le remplir de ciment, et l'abandonner pour plusieurs centaines d'années. Mais la réaction de fusion nucléaire proprement dite ne produit aucun de ces produits radioactifs très néfastes à longue période radioactive que crée la réaction à fission nucléaire.

**M. Clay:** Ces produits radioactifs se trouvent dans la structure même du réacteur, n'est-ce pas?

**M. Redhead:** La seule radioactivité émanant d'un réacteur à fusion serait produite dans la structure même du réacteur.

**M. Clay:** Cela pose donc, à votre sens, un problème moindre que celui des réacteurs à fission actuels?

**M. Redhead:** Personnellement, c'est ce que je crois, pour ce que ça peut valoir. Mais je dois vous faire comprendre clairement, tant qu'on ne connaîtra pas beaucoup mieux les paramètres techniques, que je ne pourrai l'affirmer avec certitude. En fin de compte, les paramètres techniques des réacteurs à fission sont maintenant bien établis suite à plusieurs années de fonctionnement pratique; tandis qu'il n'y a pas encore un seul réacteur à fusion qui soit en opération. Bien sûr, les tenants de la fusion soutiennent que les effets de la fusion seront plus bénins que ceux de la fission.

**M. Clay:** Donc la question est toujours discutable?

**M. Redhead:** Je le crois bien.

**M. Clay:** Merci.

**M. MacBain:** Monsieur le président, pourrais-je . . .

**Le président:** Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** La radioactivité ne s'incorpore-t-elle pas quelque peu dans le métal, supposant que c'est un métal . . .

**M. Redhead:** Le réservoir serait surtout fait d'acier inoxydable.

**M. MacBain:** Justement. Et la radioactivité . . . pour ne pas utiliser un terme scientifique . . . ne s'incorpore-t-elle pas quelque peu dans le métal?

**M. Redhead:** En fait, les neutrons et les particules alpha issus de la réaction à fusion au milieu de cette voûte bombarderont les murs de métal, et par suite de réaction nucléaire avec le métal des murs, produira des matières radioactives. C'est ce qu'on appelle l'activation des neutrons. Un processus semblable se produit dans un réacteur à fission aussi.



[Text]

• 1805

**Mr. MacBain:** If it did not adhere to metal and become part of the metal, you would think somehow we could withdraw it and use it, and get clear of it that way.

**Dr. Redhead:** Unfortunately, it is like the philosopher's stone: it is a transmutation of the metal.

**Mr. MacBain:** That is what I figured. Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Further questions? Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Can you comment on how you see an integration of a fusion system, or how it can be accommodated into the type of system we have now? You touched on it a little bit earlier, but that, I think, is something that interests me maybe more than others—in other words, in using it—in a type of heat production as well as in the electrical system and other parts.

**Dr. Redhead:** I am not quite sure whether I understand your question. Are you concerned with the hybrid reaction or the fusion and fission reactor working symbiotically?

**Mr. Gurbin:** If you wanted to put in those terms that would be fine, but what I was really interested in is seeing our system now, our energy requirements today taking in a fusion system, and how it might relate to other systems, other energy systems.

**Dr. Redhead:** Basically, a fusion system would produce electricity in much the same way as a fission system. That is, it would produce heat, the heat would run turbines, the turbines would run generators which produce electricity. The other thing you can do is use the heat directly for various chemical processes, or district heating and so on. That of course, can be done with a fission reactor also.

The one thing that can be done with a fission reactor is this use of neutrons to produce hydrogen from a suitable fuel, like water. The particular interest in this possibility arises because of the enormous investment in gas pipelines, which in a very few years will not have anything to put into them. The companies that own these lines are getting very twitchy, and are looking around for other methods to produce synthetic gases they can put in these pipelines. One of the possibilities is to use the fission process to produce hydrogen, then to produce methane, which is a simple straightforward chemical process, which you could put in the pipeline.

The advantage of doing that is if we had to change over from present existing pipelines to put hydrogen through them, we would have to change all the pumps; the capital investment on that would add up to tens of hundreds of billions to change the pumps. I would be much more desirable, if possible, to pump methane where you would not have to change the pumps.

**The Chairman:** Laides and gentlement, on your behalf I wish to thank Dr. Redhead for a very interesting presentation and answering our questions.

**Dr. Redhead:** Thank you.

[Translation]

**M. MacBain:** Si le produit radioactif n'était pas intégré au métal, ne pourrait-on pas l'enlever, pour l'utiliser, et ainsi régler ce problème.

**M. Redhead:** Malheureusement, c'est comme la pierre philosophale: cela produit une transmutation du métal.

**M. MacBain:** C'est ce que je pensais. Merci, monsieur le président.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions? Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Pouvez-vous nous donner vos idées sur l'intégration d'un système à fusion nucléaire, autrement dit comment pourrait-on l'intégrer au système d'énergie actuelle? Vous en avez parlé un peu plus tôt, et c'est peut-être quelque chose qui m'intéresse plus que d'autres—autrement dit, comment pourrions-nous l'utiliser, pour la production de chaleur, aussi bien que pour la production d'électricité et autres choses.

**M. Redhead:** Je ne suis pas certain de comprendre votre question. Est-ce la réaction mixte qui vous préoccupe, ou l'intégration de réacteurs fusion-fission?

**M. Gurbin:** Si vous voulez en discuter en ces termes, d'accord, mais je veux plutôt savoir comment on intégrerait un système à fusion aux autres systèmes énergie à fusion produirait de l'électricité de la même façon qu'un système à fission nucléaire.

**M. Redhead:** En d'autres termes, il produirait de la chaleur, qui ferait tourner des turbines, qui à leur tour feraient tourner des génératrices, qui produiraient de l'électricité. On pourrait aussi utiliser la chaleur produite directement dans différents procédés chimiques, ou pour le chauffage de district, etc. Bien sûr, on peut faire de même avec un réacteur à fission nucléaire.

L'avantage d'un réacteur à fission, c'est que l'on peut utiliser les neutrons pour produire de l'hydrogène, à même un combustible approprié, comme l'eau. Cette possibilité est particulièrement intéressante, à cause de l'investissement énorme dans les gazoducs, qui dans très peu d'années n'auront plus rien à apporter. Les sociétés propriétaires de ces gazoducs, deviennent très nerveuses, et cherchent d'autres méthodes de produire des gaz synthétiques pour alimenter ces gazoducs. On pense utiliser le processus de fission pour produire de l'hydrogène, pour ensuite produire du méthane par un procédé chimique très simple, que l'on pourrait transporter dans les pipelines.

Cela est avantageux, car si on devait adapter les gazoducs actuels pour transporter de l'hydrogène, il faudrait changer toutes les pompes; l'investissement en capitaux s'élèverait à des dizaines de centaines de milliards seulement pour changer les pompes. Il serait donc préférable, si possible, de pomper le gaz méthane et de ne pas avoir à changer les pompes.

**Le président:** Mesdames et messieurs, je remercie M. Redhead en votre nom de son excellente présentation, et d'avoir répondu à vos questions.

**M. Redhead:** Merci.

[Texte]

**The Chairman:** This meeting is adjourned until Tuesday of next week. Thank you.

Meeting adjourned to the call of the Chair.

[Traduction]

**Le président:** Nous ajournerons jusqu'à mardi prochain. Merci.

La séance est levée.





APPENDIX "AEEA-1"

**CANADIAN**

**WIND ENERGY**

**RESEARCH & DEVELOPMENT**



## WHY WIND ENERGY R&D?

### ENERGY POTENTIAL

SIGNIFICANT, ECOLOGICALLY INOFFENSIVE, AND COST-EFFECTIVE CONTRIBUTION TO ENERGY NEEDS OF CANADIAN LOCATIONS WITH GOOD WIND RESOURCES SUCH AS THE MARITIMES, SOUTHERN PRAIRIES, PARTS OF THE TERRITORIES, AND EXPOSED COASTAL AREAS OF B.C.

### EXPERTISE

UNIQUE CANADIAN EXPERTISE FOUNDED ON RE-INVENTION OF THE DARRIEUS VERTICAL AXIS WIND TURBINE (VAWT) IN 1966, AND CONFIRMED BY 10 YEARS OF LABORATORY AND FIELD TESTING AT SIZES UP TO 1/4 MW.

VAWT IS FULLY COMPETITIVE WITH CONVENTIONAL HORIZONTAL AXIS WIND TURBINE (HAWT) AS CONFIRMED BY INDEPENDANT STUDY OF CURRENT AND PROPOSED MEGAWATT-SCALE MACHINES IN USA AND CANADA.

### INDUSTRIAL POTENTIAL

INDUSTRIAL TEAMS EXIST - BRISTOL AEROSPACE LIMITED

- DAF INDAL LIMITED
- SHAWINIGAN ENGINEERING
- CANADAIR LIMITED

CANADIAN MARKET ESTIMATED AT 1000 MEGAWATT-SCALE MACHINES BY 2000 AD WITH INITIAL COST OF \$1 BILLION, AND SUSTAINED PRODUCTION REQUIREMENTS FOR 200 SUCH MACHINES PER YEAR.

GLOBAL MARKET POTENTIAL IMMENSE, OVER LARGE RANGE OF MACHINE SIZES.



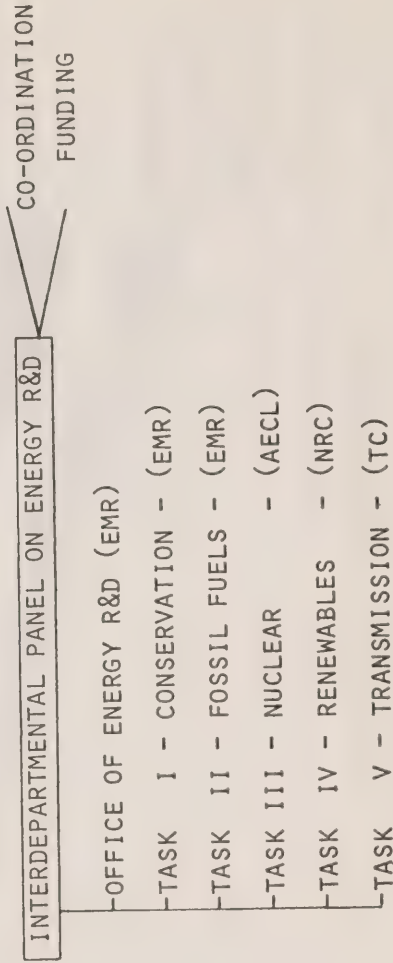
National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

FEDERAL ENERGY R&D IN CANADA

PRIOR TO 1974 - DEPARTMENTAL - NUCLEAR (AECL)  
FOSSIL FUELS (EMR)  
CONSERVATION, WIND ENERGY (NRC)

1974 - OIL EMBARGO - ENERGY TASK FORCE



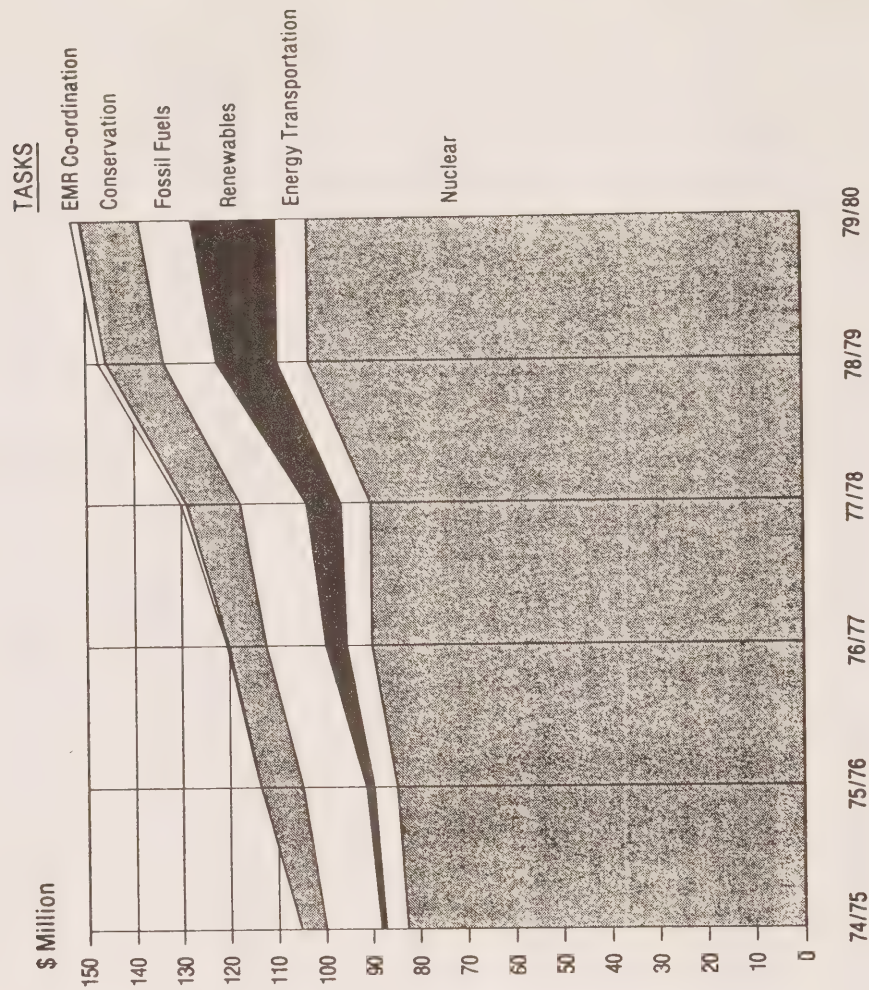


National Research Council  
Canada

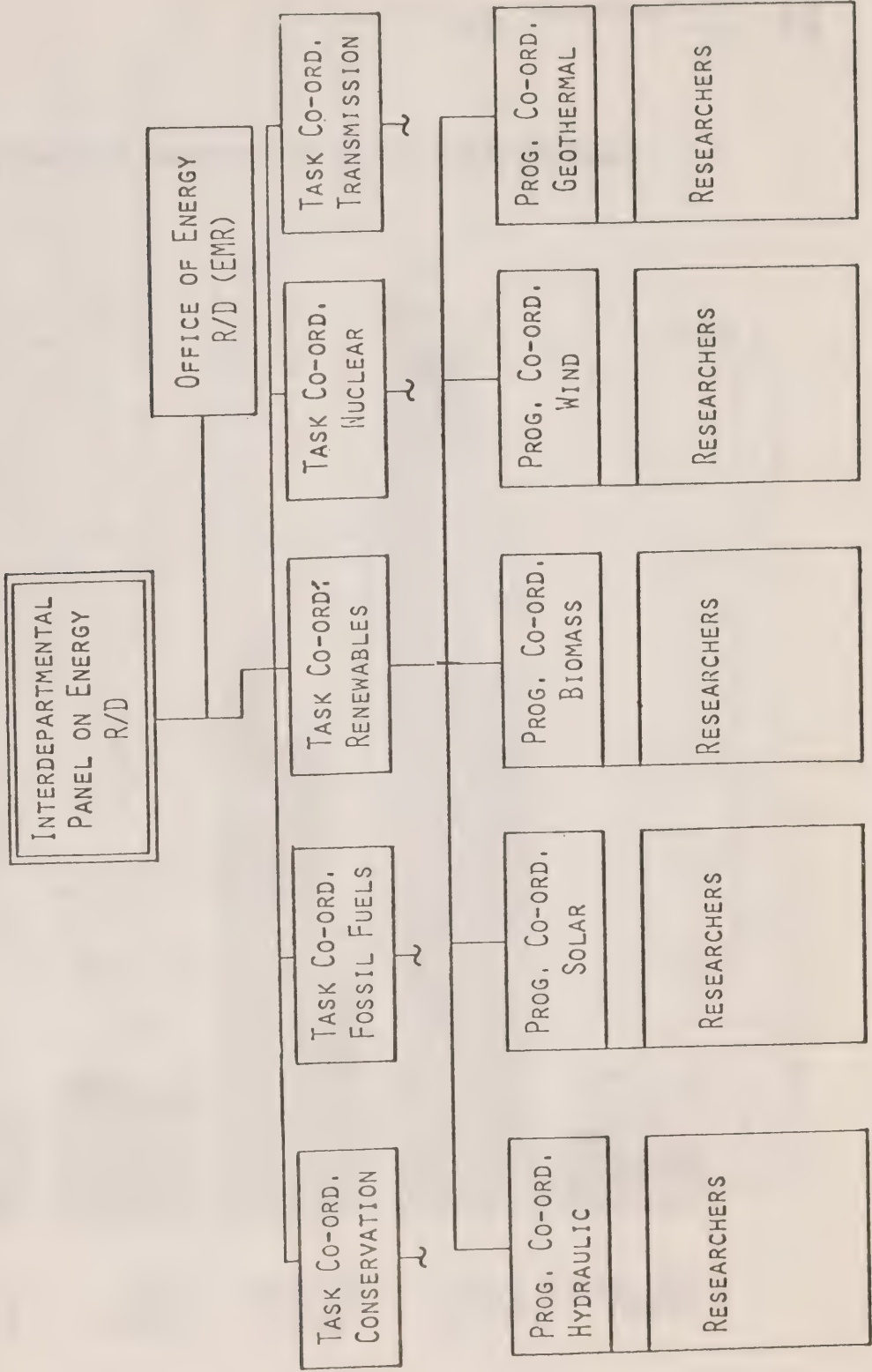


Conseil national de recherches  
Canada

## FEDERAL ENERGY R&D ALLOTMENTS



FEDERAL ENERGY R&D CO-ORDINATION



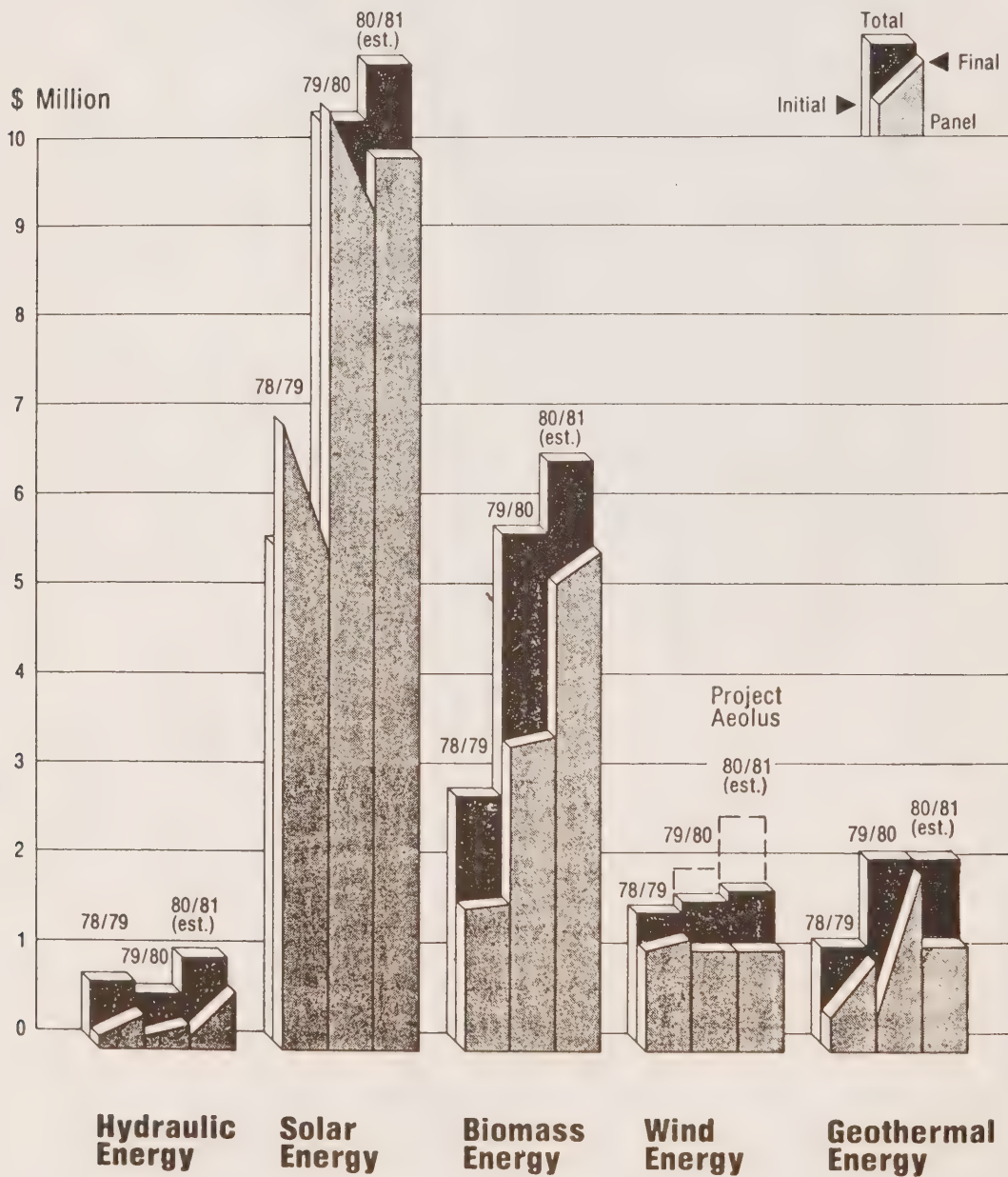




National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

## Funding Allotments for Renewable Energy R/D





## WIND ENERGY RESOURCE CHARACTERISTICS

- DIFFUSE:**
- MODERATELY WINDY SITE (7 m/s AVG.) HAS ENERGY DENSITY OF  $400 \text{ W/M}^2$
  - YET THREE TIMES ENERGY DENSITY OF SOLAR RADIATION
  - LARGE, CAPITAL INTENSIVE, MACHINERY NEEDED FOR USEFUL POWER OUTPUT
- VARIABLE:**
- WITH TIME • RAYLEIGH & WEIBULL DISTRIBUTIONS
  - WITH HEIGHT • POWER LAW RELATION TO LOCAL HEIGHT
  - WITH TERRAIN • HILLS AND VALLEYS, LAND AND WATER, TREES AND DESERT
  - EFFECTS ABOVE ARE INTER-RELATED
  - VARIATIONS ARE OF SIGNIFICANT MAGNITUDE
- UNSTABLE:**
- SMALL AND LARGE SCALE TURBULENCE EFFECTS (GUSTS)
  - WIND SHEAR VARIATIONS
  - TEMPERATURE DEPENDENCE
  - OCCASIONAL EXTRAORDINARY CONDITIONS

### HOWEVER

- RENEWABLE:** EVERLASTING SUPPLY
- FUEL-FREE:** KNOWN LONG-TERM ECONOMIC COMMITMENT
- DISTRIBUTED:** STRATEGICALLY NOT VULNERABLE
- ENVIRONMENTALLY BENIGN:** NO RECOVERY OR DISPOSAL PROBLEMS





ANNUAL AVERAGE WIND ENERGY DENSITY AT 50m ALTITUDE

National Research Council  
Canada



Conseil national de recherches  
Canada

## WIND ENERGY CONVERSION TECHNOLOGY

### TECHNOLOGY ORIGINATED CENTURIES AGO

#### TWO BASIC AERODYNAMIC TYPES:

1. DRAG MACHINES - RELY ON DIFFERENTIAL DRAG TO CREATE TORQUE (TRADITIONAL)
  - AERODYNAMICALLY SELF STARTING
  - HIGH SOLIDITY (MANY BLADES)
  - LOW SPEED HIGH TORQUE
  - TYPICAL APPLICATIONS - PUMPING
    - GRINDING
  - EXAMPLES - FARM WINDMILL
    - OIL DRUM SAVONIUS
    - CUP ANEMOMETER
2. LIFT MACHINES - RELY ON AERODYNAMIC LIFT (MODERN)
  - MAY REQUIRE STARTING ASSISTANCE
  - LOW SOLIDITY (FEW BLADES)
  - RELATIVELY HIGH SPEED
  - TYPICAL APPLICATIONS - GENERATION
    - PUMPING





National Research Council      Conseil national de recherches  
Canada                              Canada

## WIND ENERGY CONVERSION TECHNOLOGY (CONT'D)

### TWO MECHANICAL ORIENTATIONS

1. HORIZONTAL AXIS - MUST BE ORIENTED TO WIND  
(HAWT)
  - TALL TOWER
  - MAY REQUIRE PITCH CONTROL
2. VERTICAL AXIS
  - OMNIDIRECTIONAL
  - SHORT TOWER
  - MACHINERY AT GROUND LEVEL
  - MAY REQUIRE GUY WIRES



National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

## CANADIAN RESEARCH AND DEVELOPMENT EFFORT

### HAS CONCENTRATED EXCLUSIVELY ON THE DARRIEUS TYPE

#### OF VERTICAL AXIS WIND TURBINE

- SIMPLER CONFIGURATION
- MORE COST EFFECTIVE
- RELATIVELY HIGH SPEED
- WELL SUITED TO ELECTRICAL GENERATION
- SELF REGULATING WITHOUT PITCH CONTROL
- CANADIAN LEADERSHIP IN TECHNOLOGY





National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

## APPLICATIONS OF WIND ENERGY

### SPECIAL PURPOSE

- 1 KW (DC) SINGLE-UNIT INSTALLATIONS
- ON-DEMAND POWER - STORAGE
- RELIABILITY - REMOTE, NO BACK-UP
- EXPENSIVE \$10000/KW
- E.G. COMMUNICATIONS, NAVIGATION

### REMOTE COMMUNITY

- 100 KW (AC) SINGLE-UNIT INSTALLATIONS
- LOCAL NETWORK - NO STORAGE
- COUPLED TO (DIESEL) BASE
- FUEL SAVING
- \$1000/KW 10¢/KWH
- NORTHERN CANADA, ISOLATED AREAS

### NATIONAL ENERGY

- 10000 KW (AC) MULTI-UNIT INSTALLATIONS
- GRID COUPLED - NO STORAGE
- FUEL SAVING PLUS CAPACITY CREDIT
- \$300/KW 3¢/KWH
- UTILITIES

National Research Council  
Canada



Conseil national de recherches  
Canada

### WIND ENERGY CONTRIBUTION & MARKET

YEAR	ENERGY CONTRIBUTION <sup>(1)</sup> PJ/YR	MW AVG <sup>(2)</sup>	IMPLIED CUMULATIVE		INVEST. \$M (1980) <sup>(5)</sup>
			MW INST <sup>(3)</sup>	NO. INST <sup>(4)</sup>	
1990	2	64	320	100	150
2000	20	640	3200	1000	1000
2020	100 <sup>(6)</sup>	3200	16000	5000	5000

- NOTES
- (1) MEAN OF INDEPENDENT ESTIMATES BY SCC & NRCC
  - (2) AVERAGE YEAR-LONG POWER OUTPUT OF 32 MW PRODUCES 1 PJ (.001 EJ) OF ENERGY
  - (3) OUTPUT FACTOR IN TYPICAL (GOOD) WIND REGIME = 0.2
  - (4) ASSUMES INSTALLED RATING OF 3.2 MW PER MACHINE
  - (5) ESTIMATED AT \$6M AVERAGE FOR EACH OF 10 PREPRODUCTION UNITS  
AND \$300/KW FOR PRODUCTION VERSION 3.2 MW MACHINES
  - (6) 100 PJ/YR REPRESENTS 2% OF THE 2020 ELECTRICAL DEMAND BASED ON 4% ANNUAL GROWTH RATE





National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

## WIND ENERGY PROGRAM ELEMENTS

- (HISTORICAL)
- NRC RE-INVENTION OF DARRIEUS VERTICAL AXIS WIND TURBINE (1966)
  - EARLY WIND TUNNEL TESTS TO PROVE CONCEPT (1966-1971)
  - PATENT APPLICATION REFUSED (1967)
  - FIRST SMALL GRID-COUPLED TEST (1973)
  - NRC WIND ENERGY ACTIVITY INTEGRATED INTO PERD PROGRAM STRUCTURE (1974)
  - NRC DECISION TO PROCEED WITH MAGDALEN ISLAND RESEARCH VAWT (1975)

## ANALYSES

- PERFORMANCE PREDICTION
- STRESS AND FATIGUE
- ENERGY CAPTURE
- VALUE OF CONTRIBUTION TO A GIVEN GRID

## EXPERIMENTS

- AERODYNAMIC RESEARCH ON BLADES AND ROTORS
- AEROELASTIC MODELLING AND TESTING
- PERFORMANCE CALIBRATIONS OF SMALL COMMERCIAL WIND TURBINES
- CALIBRATION OF ANEMOMETERS AND OTHER INSTRUMENTS

## FIELD TESTS

- SIX STAND-ALONE SYSTEMS (SPECIAL APPLICATIONS)
- 10 KW AND 100 KW WIND/DIESEL HYBRIDS
- FOUR 50 KW GRID COUPLED UNITS (REMOTE COMMUNITY APPLICATIONS)
- ONE 230 KW GRID COUPLED UNIT (GRID-SCALE ENERGY SUPPLIES)

## 230 kW GRID-COUPLED FIELD TRIAL SYSTEM

WORLD'S LARGEST VAWT

JOINT PROJECT WITH HYDRO QUEBEC (IREQ)  
MANUFACTURED BY DAF INDAL

### LOCATION: MAGDALEN ISLANDS

SPECIFICATIONS: ROTOR: 122 FT TALL, 81 FT DIAMETER, SWEEP AREA 6400 FT<sup>2</sup>  
TOWER: 30 FT  
POWER: 230 kW IN 30 MPH WIND AT 30 FT ALTITUDE  
EXPECTED ENERGY OUTPUT: 400 MWH PER YEAR

### EXPERIENCE: FIRST OPERATION 1977

TEST PROGRAM HIGHLIGHTS - OPERATION AT UP TO 86% OF FULL DESIGN SPEED

- PERFORMANCE BETTER THAN PREDICTED
- DATA ON GUY VIBRATION
- PRELIMINARY STRESS DATA

RUNAWAY FAILURE 6 JULY 1978 - FAILURE OCCURRED AFTER OPERATION AT NEARLY TWICE  
DESIGN SPEED FOR OVER ONE HOUR

- PRIMARY CAUSE PROCEDURAL
- MECHANICAL INTEGRITY AND BASIC DESIGN CONFIRMED

REBUILD - ROTOR AND GUYS ONLY, TO ORIGINAL DESIGN

- ADDITION OF LOW SPEED SHAFT BRAKING SYSTEM
- UPGRADED INSTRUMENTATION

TEST STATUS - RECOMMENCED JAN. 1980

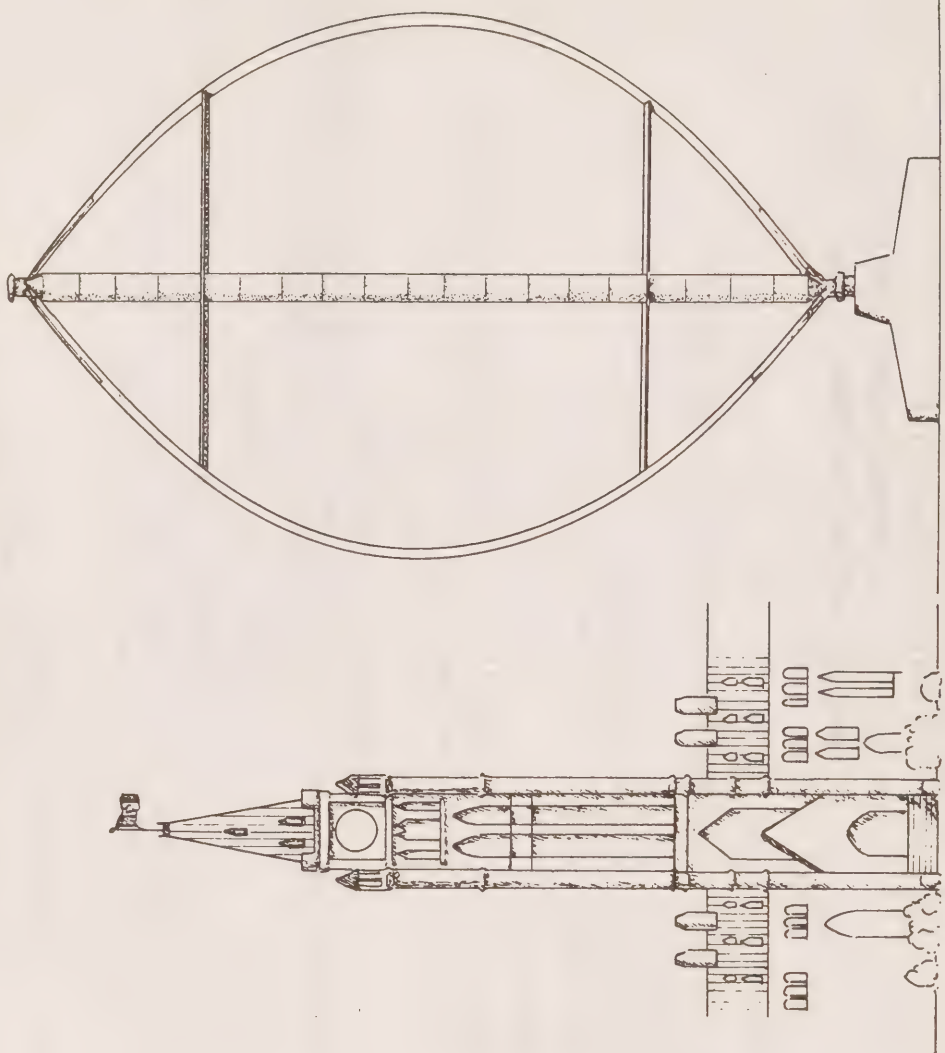
- CONFIRMED PREVIOUS PERFORMANCE DATA
- EXTENSIVE DYNAMIC STRESS DATA
- OPERATION AT 100% DESIGN SPEED IMMINENT

RESEARCH TESTING TO CONTINUE TO LATE 1980, FOLLOWED BY CONTINUED AUTOMATIC SERVICE IN  
MAGDALEN ISLANDS UTILITY NETWORK





## THE ESSENTIAL INITIATIVE PROJECT "AEOLUS"





## THE ESSENTIAL INITIATIVE PROJECT "AEOLUS"

SUBSTANTIVE CONTRIBUTIONS TO CANADIAN ENERGY SUPPLIES REQUIRE MEGAWATT-SCALE WIND TURBINES

PARAMETRIC DESIGN STUDIES HAVE SHOWN MEGAWATT-SCALE VAWT'S WILL HAVE COMPETITIVE ENERGY COSTS WITH TRADITIONAL GENERATION TECHNOLOGY UNDER TODAY'S CONDITIONS

COMPARATIVE STUDIES CONFIRM TECHNICAL SUPERIORITY OF THE VAWT OVER OTHER WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS, AND THE CONSEQUENT ECONOMIC ADVANTAGES

CANADIAN EXPERTISE AND EXPERIENCE HAS ACHIEVED WORLD LEADERSHIP IN VAWT DESIGN, MANUFACTURE, AND OPERATION

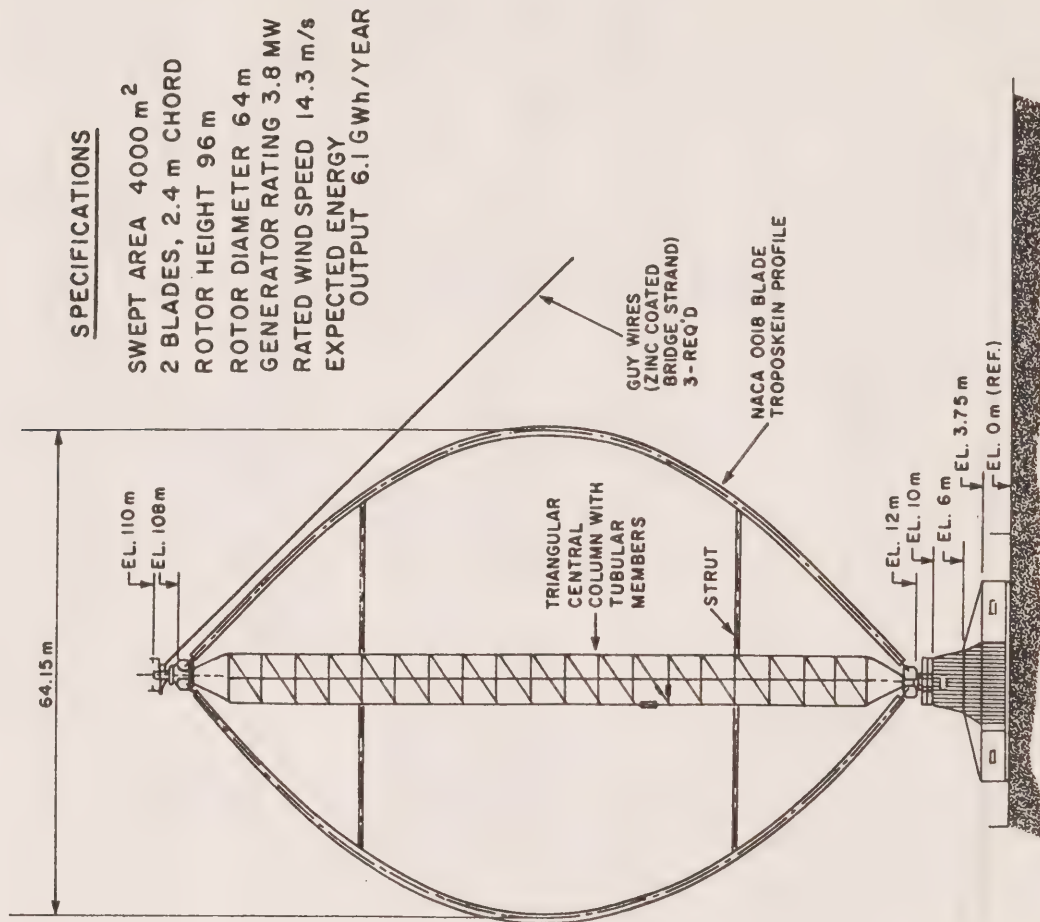
CANADIAN AND FOREIGN MARKETS ARE SUBSTANTIAL AND IMMEDIATE - CANADIAN INDUSTRY IS CAPABLE AND ANXIOUS TO GRASP THESE MARKET OPPORTUNITIES

IT IS ESSENTIAL THAT THE WIND ENERGY PROGRAM PROCEED AT ONCE TO THE LOGICAL NEXT STEP OF DESIGNING, CONSTRUCTING, AND TESTING A MEGAWATT-SCALE VAWT. FAILURE TO TAKE THIS INITIATIVE NOW WILL THWART CANADIAN INDUSTRIAL CAPABILITY IN WIND ENERGY SYSTEMS, AND WILL CONSIGN CANADIAN AND WORLD MARKETS TO FOREIGN SUPPLIERS





## AEOLUS



Conseil national de recherches  
Canada

National Research Council  
Canada



## PROJECT AEOLUS

### COSTS

AS ESTIMATED IN:

"PROJECT DEFINITION UPDATE"  
(SHAWINIGAN ENGINEERING)

BASED ON 1 OCTOBER 1980 START

TOTAL COST       \$ 22,862,000

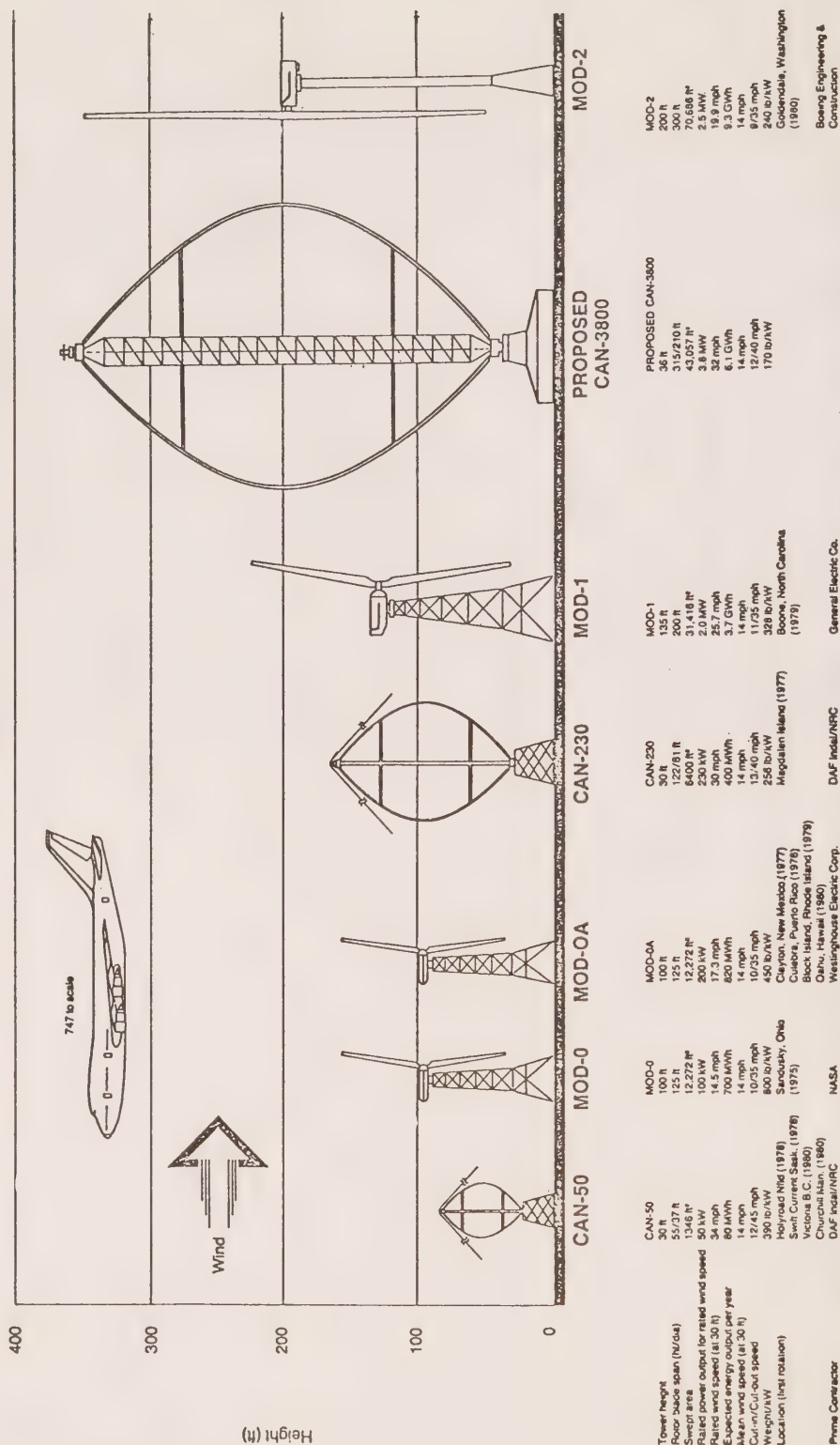
TO BE SHARED BY IREQ & NRCC

### PROPOSAL STATUS

SUBMITTED TO MSED FOR CONSIDERATION



## CURRENT LARGE GRID-COUPLED WIND TURBINES



National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

## STRONG FEDERAL LEADERSHIP NECESSARY

**NOW**

- U.S. FEDERAL SUPPORT FOR WIND ENERGY R&D AND PROTOTYPE DEVELOPMENT BY INDUSTRY

	<u>1980</u>	<u>(1981)</u>
NASA - LARGE HAWT'S	\$30 M(U.S.)	\$40 M(U.S.)
SANDIA - ALL VAWT'S	\$2.3M(U.S.)	\$ 8 M(U.S.)
APPROX. TOTAL WIND PROGRAM	\$50 M(U.S.)	\$80 M(U.S.)

- SIX MEGAWATT-SCALE HAWT'S UNDER CONTRACT/MANUFACTURE
- RFP FOR MEGAWATT-SCALE VAWT'S RELEASED JUNE 1980
- CANADIAN LEAD IN VAWT TECHNOLOGY ABOUT TO VANISH AS U.S. MOVES POWERFULLY (IF BELATEDLY) INTO VAWT FIELD.
- CANADIAN UTILITIES WILL PURCHASE U.S.' MACHINES UNLESS PROVEN, COST-EFFECTIVE CANADIAN PRODUCTS EXIST.

### FOR PROJECT "AEOLUS"

RESEARCH, DESIGN, DEVELOPMENT, CONSTRUCTION, TESTING, AND EVALUATION OF A

#### MEGAWATT-SCALE VERTICAL AXIS WIND TURBINE (VAWT)

- LOGICAL AND NECESSARY STEP IN WIND ENERGY PROGRAM EVOLUTION
- HYDRO QUEBEC AGREE TO FULL TECHNICAL AND FINANCIAL PARTNERSHIP
- TECHNICAL AND ECONOMIC BACKGROUND STUDIES COMPLETED
- GOOD SITES ESTABLISHED
- PROJECT SCHEDULES AND COSTS DEFINED, BASED ON 1980 START
- FEDERAL SHARE \$ 11,431,000 INCLUDING ESCALATION OVER 4 YEARS.



## APPENDIX "AEEA-2"

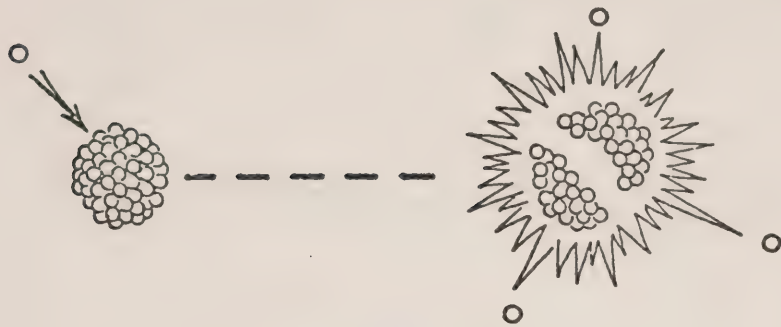
July 2, 1980

FUSION

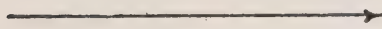
VIEWGRAPHS for MEETING of  
the SPECIAL COMMITTEE on  
ALTERNATIVE ENERGY and OIL SUBSTITUTION

- A. What is fusion?
  - 1. Fission compared with Fusion
  - 2.  $E = mc^2$
  - 3. Density/Temperature/Confinement Time
  - 4. JET
  - 5. Laser Confinement System
  - 6. Advantages of Fusion
  - 7. Alternative use of fusion systems
- B. International Program on Fusion
  - 8. Funding of foreign fusion programs
  - 9. Expected time scale
- C. Proposed Canadian Program
  - 10. Program alternatives
  - 11. Objective
  - 12. Purpose
  - 13. Program Elements
  - 14. Costs

# FISSION

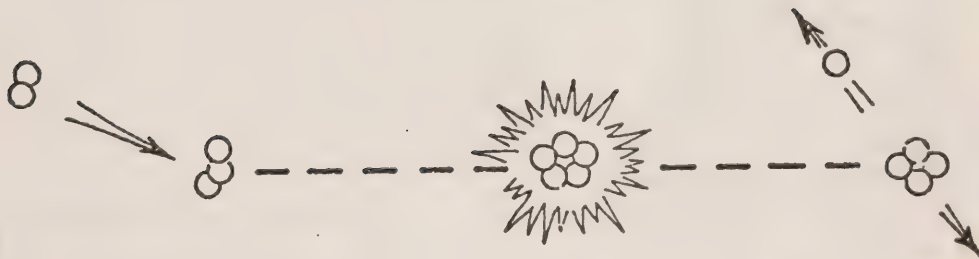


$n + U$



FISSION FRAGMENTS + NEUTRONS + ENERGY

# FUSION

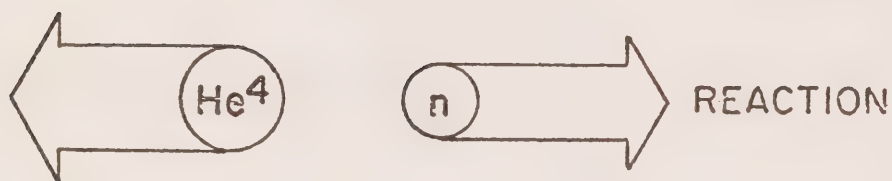
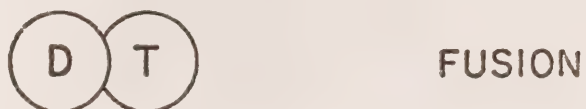
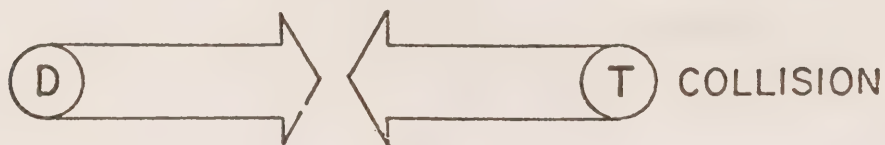


$D + T$



${}^4\text{He} + n + \text{ENERGY}$





$$E = MC^2$$

DATE ACHIEVED

1953

DENSITY:  
GREATER THAN  $10^{13}$  PER CUBIC CM

1962

TEMPERATURE:  
GREATER THAN 50 MILLION °C

1969

CONFINEMENT TIME:  
GREATER THAN  $\left( \frac{5 \times 10^{13}}{\text{DENSITY}} \right)$  (SECONDS)

GOAL: ALL THREE TOGETHER, 1982-85



1. EFFECTIVELY INFINITE FUEL SUPPLY AT LOW COST  
( $\ll 1$  MILL/KWHR)
2. INHERENT SAFETY, NO RUNAWAY
3. NO CHEMICAL COMBUSTION PRODUCTS
4. RELATIVELY LOW RADIOACTIVITY AND ATTENDANT  
HAZARDS
5. NO EMERGENCY CORE COOLING PROBLEM
6. NO USE OF WEAPONS GRADE MATERIALS SO NO DIVERSION  
POSSIBILITY

## ALTERNATIVE USES OF FUSION SYSTEMS

1. DIRECT PRODUCTION OF HYDROGEN GAS AND/OR SYNTHETIC FUELS.
2. DIRECT HEAT PRODUCTION FOR CHEMICAL PROCESSING AND DISTRICT HEATING.
3. FISSILE FUEL PRODUCTION.
4. FISSION PRODUCT WASTE DISPOSAL.
5. FUSION-FISSION HYBRID REACTORS.



FOREIGN FUSION PROGRAM: 1979

U.S.A. \$800 MILLION

U.S.S.R. ~\$1,200 MILLION

EUROPEAN COMMUNITY  
FRANCE, GERMANY, ITALY, HOLLAND,  
BELGIUM, DENMARK, U.K. (SWEDEN,  
SWITZERLAND) ~\$500 MILLION

JAPAN ~\$500 MILLION

.....

CANADA NO CO-ORDINATED FUSION PROGRAM  
LESS THAN \$2 MILLION P.A. ON  
RELATED SCIENCE AREAS.

EXPECTED TIME SCALE FOR FUSION

SCIENTIFIC BREAK-EVEN

1980-85

ENGINEERING BREAK-EVEN

~ 1990

COMMERCIALY OPERATING  
FUSION POWER SYSTEMS

2010-2030



PROGRAM ALTERNATIVESALTERNATIVESCONSEQUENCESNo CO-ORDINATED FUSION  
PROGRAM

- NO INCREASE IN RESOURCES  
NEEDED IN SHORT TERM.
- FUSION POWER SYSTEMS BOUGHT  
OFF-SHORE.
- DEPENDENCE ON FOREIGN TECH-  
NOLOGY.
- LITTLE, OR NO, IMPACT ON HIGH-  
TECHNOLOGY CANADIAN INDUSTRY.
- DOES NOT DEVELOP CANADIAN  
EXPERTISE.

INTERNATIONAL COLLABORATION  
AND INDUSTRIAL PREPAREDNESS

- COSTS \$10-20 MILLION P.A.
- MINIMUM PROGRAM TO ASSURE  
ACCESS TO WORLD TECHNOLOGY.
- DEVELOPS CAPABILITY IN  
CANADIAN INDUSTRY.
- ASSURES SCIENTIFIC AND  
TECHNOLOGICAL EXPERTISE  
AVAILABLE IN CANADA.

## FUSION POWER SYSTEM

- COSTS ABOUT \$100 MILLION P.A.
- DEVELOPS UNIQUE CANADIAN  
FUSION POWER SYSTEM.
- ONLY USA, USSR AND EUROPEAN  
COMMUNITY CAN AFFORD FULL  
PROGRAM.

OBJECTIVE

TO ESTABLISH AND MAINTAIN IN CANADA  
THE NECESSARY EXPERTISE AS A FOUNDATION FROM  
WHICH THE CAPABILITY OF PROVIDING FUSION POWER  
SYSTEMS CAN BE DEVELOPED, WHEN ENGINEERING AND  
ECONOMIC FEASIBILITY HAVE BEEN DEMONSTRATED.



### PURPOSE OF PROPOSED PROGRAM

- TO SUSTAIN LONG-TERM ENERGY SELF-SUFFICIENCY IN CANADA BY KEEPING OPEN THE OPTION FOR A NEW ENERGY SOURCE DEPENDENT ON A WIDELY AVAILABLE, VIRTUALLY INEXHAUSTIBLE FUEL.
- TO DEVELOP SCIENTIFIC EXPERTISE IN CANADA, PERMITTING ACCESS TO THE INTERNATIONAL RESEARCH EFFORT AT MINIMUM COST.
- TO DEVELOP INDUSTRIAL, TECHNOLOGICAL EXPERTISE IN CANADA, PERMITTING ACCESS TO FOREIGN TECHNOLOGY AND ASSURING MAXIMUM CANADIAN INDUSTRIAL PARTICIPATION IN THE CONSTRUCTION OF FUSION POWER SYSTEMS.
- TO DEVELOP IN CANADA THE KNOWLEDGE AND SKILLS TO CONTROL ANY ENVIRONMENTAL PROBLEM OF FUSION POWER SYSTEMS.

### PROGRAM ELEMENTS

1. INERTIAL CONFINEMENT
2. MAGNETIC CONFINEMENT
3. FUSION MATERIALS/ENGINEERING



TABLE 1 - RECOMMENDED MINIMAL BUDGET FOR CANADIAN NATIONAL FUSION PROGRAM

(All units in 1979, millions of Canadian Dollars)

FISCAL YEAR	<u>79/80</u>	<u>80/81</u>	<u>81/82</u>	<u>82/83</u>	<u>83/84</u>	<u>84/85</u>	<u>85/86</u>	<u>86/87</u>	<u>87/88</u>
• Federal Funds for National Fusion Program	0.3	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	12.0	12.0	12.0
• NRC In-house Laser Fusion Group	<u>0.9</u>	<u>1.2</u>	<u>1.5</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>
• Total Federal Funds	1.2	4.2	7.5	11.0	14.0	17.0	14.0	14.0	14.0
• Other Sources of Funds for National Fusion Program*	0.7	1.8	6.5	12.0	14.0	8.0	3.0	3.0	3.0
• TOTAL	<u>1.9</u>	<u>6.0</u>	<u>14.0</u>	<u>23.0</u>	<u>28.0</u>	<u>25.0</u>	<u>17.0</u>	<u>17.0</u>	<u>17.0</u>

\*Includes: Provincial Governments/Utilities/Foreign, etc.

**APPENDIX "AEEA-3"**

A NATIONAL FUSION PROGRAM FOR CANADA

NRC ADVISORY COMMITTEE ON FUSION-RELATED RESEARCH

MARCH, 1980



## A NATIONAL FUSION PROGRAM FOR CANADA

### SUMMARY

Vigorous international effort towards the goal of energy from the controlled fusion process has resulted in continued progress to the point where the emphasis in the International Fusion Program is shifting from research to engineering and technology.

Canada is the only important industrialized nation which does not have a serious fusion program. With the rapid advances being made in the world towards the goal of fusion energy it is important that Canada develop a technological base from which well informed decisions regarding the role of fusion for Canadian needs can be made. Furthermore, it is essential that Canadian industry be put in a position to supply at least some of this country's requirement for fusion hardware in the future and if possible to compete for the supply of some specialized sub-systems and auxiliary equipment on a worldwide basis. This is a long term process which cannot be completed overnight. Although immediate opportunities for international collaboration exist today, once energy "breakeven" has been demonstrated (1982), a nation which does not have a credible fusion program will likely be excluded.

The immediate goal for Canada must be to establish a national program of technological and scientific capability and industrial preparedness which would permit Canada to gain access to and be in a position to use the vastly increasing international pool of knowledge and technology on fusion energy.

Achievement of the above goal will require: the federal government to take the lead in funding and initiating the program, a coordinated effort by federal and provincial governments, the utilities and Canadian industry, concentration on a few selected areas in order to achieve and maintain international credibility by contributing to the world pool of knowledge, intensive international collaboration and a strategy to ensure adequate and properly trained manpower.

Recommendations for a minimal National Fusion Program for Canada to achieve the above goals include:

1. Development of a National Capability consisting of concentrated centres in
  - a) inertial confinement - a national laser fusion facility with emphasis on CO<sub>2</sub> lasers established around the NRC laser capability,
  - b) magnetic confinement - a Tokamak technology fusion facility at IREQ (Hydro-Quebec), Varennes and operated as a national facility, and
  - c) selected technologies - specialization in one or two selected engineering technologies associated with fusion power systems.

2. Extensive international collaboration to consist of:
  - a) a planned program of seconding scientific and engineering personnel to major foreign projects,
  - b) formal bilateral exchange agreements between the major centres of the Canadian program and appropriate foreign centres,
  - c) a determined effort to attract the site of the INTOR (International Tokamak Facility) project to Canada.
3. A planned program of involving universities in the national fusion effort in order to ensure the training of adequate manpower.
4. A minimal federal budget for the National Fusion Program of \$3.0 million dollars for fiscal year 1980/81 increasing to a steady level of \$12 million annually in four years. (Dollar units are constant 1979 dollars.)
5. Immediate implementation of the 1980/81 program, a commitment to a National Fusion Program beyond 1980/81 and determination of provincial interest and negotiation of provincial participation.



## BACKGROUND

Controlled fusion (the fusing of the isotopes of hydrogen so as to convert mass into energy) has in recent years become the most vigorously pursued new energy concept. The worldwide effort devoted to fusion research and development exceeded one billion dollars in 1977 and is currently approaching an annual expenditure of 2 billion dollars. The current budget for fusion R & D in the United States is of the order of \$700 million; a large effort is proceeding in the USSR and very significant programs are funded as well in Japan and the European Community through Euratom. (Sweden, Switzerland, Netherlands, Belgium and Denmark are all active in the European program.) Smaller nations such as Australia, South Africa, Spain, Brazil, and Argentina are also becoming involved.

The reasons for this high degree of effort is that controlled fusion holds forth the promise of an inexhaustible energy supply from a universally available fuel (deuterium) with a process which is relatively harmless to the environment compared to other energy technologies. A more detailed description of the fusion process is attached in Appendix A.

The international effort is pursuing, in parallel, two major approaches. One approach is through the use of magnetic fields to confine the reaction and external heating techniques to achieve the required temperatures. The leading contenders in this class are the Tokamak and the magnetic mirror. The other approach, inertial confinement, is based on the rapid delivery of energy to the fuel so as to initiate the reaction before instabilities become important. The laser is the leading technique for the rapid delivery of the required initiating energy although experiments with electron beams and ion beams are also in progress. In addition, a number of major technology programs aimed at special requirements - material properties, tritium handling, superconducting magnets, neutral beam and radio frequency heating systems, etc. are very active.

Steady progress has been made in controlled fusion experiments and it is confidently expected that conditions for net energy production will be demonstrated by 1982 in facilities currently nearing completion. For example, in an experiment at Princeton, N.J., during the summer of 1978, temperatures in excess of 60 million degrees, well above that required for ignition of the fusion reaction, were obtained. There appears to be little doubt that all the necessary conditions for energy production will be achieved in the American Tokamak Fusion Test Reactor (TFTR) scheduled to start operation in 1981 and in other major facilities now under construction in Western Europe, the Soviet Union and Japan.

With the problem of confinement and heating essentially resolved in facilities now under construction, the emphasis in the International Fusion Program is shifting from research to engineering and technology. Recent thought in international circles has been directed to cooperative efforts which might lead to an earlier initiation of the power producing phase of the fusion program than if individual countries were to proceed on their own. A group with representatives from the USA, USSR, Japan and Euratom,

under the auspices of the International Atomic Energy Agency (IAEA) have completed an initial study for a facility to operate in the late 1980's in which the engineering problems associated with a commercial fusion power system would be investigated. This International Tokamak Facility (INTOR) would be concerned with power system technologies and would also demonstrate electricity generation. It is almost certain that the United States will proceed with the construction of a facility such as INTOR in the USA, if international accord cannot be reached on INTOR. Already the USA has a second independent study group about the same size as their INTOR team working to define a next generation fusion Engineering Test Facility (ETF).

In summary, fusion r&d is being actively pursued in the technologically developed nations. In these countries the budget devoted to fusion r&d has become a significant fraction of the fission budget (for USA and Japan greater than 25%, for the European Community about 10%, for Great Britain 11%). These nations are placing increased emphasis on fusion as a possible permanent energy solution.



#### A NATIONAL FUSION PROGRAM FOR CANADA

Canada is the only important industrialized nation which does not have a serious fusion program. Although significant laser physics research related to inertial confinement has been conducted at the National Research Council (NRC) and the Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC) is funding a number of competent university groups as part of its strategic grants program, the Canadian effort, on the whole, is small scale, uncoordinated and lacks the necessary major facilities and focus in relationship with international activities. The federal annual budget for the National Fusion Program of \$260,000 is totally inadequate to ever achieve any benefit for Canada and does not even approach the funds being expended by provincial utilities (the most active being Hydro-Quebec).

With the rapid advances being made in the world towards the goal of fusion energy it is important that Canada develop a technological base from which well informed decisions regarding the role of fusion for Canadian needs can be made. Furthermore, it is essential that Canadian industry be put in a position to supply at least some of this country's requirements for fusion hardware in the future and if possible to compete for the supply of some specialized sub-systems and auxiliary equipment on a worldwide basis. This is a long term process which cannot be completed overnight.

There is considerable urgency to the present situation; international developments in fusion are accelerating, while Canada with no serious national fusion program has a long way to go up the "learning curve". Recent attempts by Canada to gain access to the International Fusion Research Council (IFRC) (of which Australia is a member) were met with the reply that only countries with "significant" fusion programs would be accepted for membership. Furthermore, in recent months commercial security measures have been introduced at some of the large fusion centres in the USA, making access to information considerably more difficult. Even more important is the fact that a number of key Canadians have been attracted to programs in other countries and therefore permanently lost to this country. Immediate opportunities for international collaboration exist, but once energy "break-even" has been demonstrated, a nation which does not have a credible fusion program would likely be excluded.

The immediate goal for Canada must be to establish a national program of technological and scientific capability and industrial preparedness which would permit Canada to gain access to and be in a position to use the vastly increasing international pool of knowledge and technology on fusion energy.

The achievement of the above goal will require:

- a) the federal government to take the lead in funding and initiating the program,
- b) a coordinated effort by both the federal and provincial governments involving the federal and provincial laboratories, the universities and particularly the utilities and Canadian industry,

- c) concentration on selected areas in order to achieve and maintain international scientific/engineering credibility by contributing to the world pool of knowledge,
- d) intensive collaboration with other countries, particularly on major projects, and
- e) a strategy to ensure that adequate and properly trained manpower will be available for the needs of the Canadian program.



## RECOMMENDATIONS

The following recommendations are based on the assumption that the Federal Government will provide the leadership required for a National Fusion Program and that arrangements will be worked out with interested provinces as appropriate. The recommendations deal with the following:

### 1. Development of National Capability

In order for a National Fusion Program to be credible on an international scale, well coordinated major projects with adequate facilities are necessary as focal points. As there are a number of promising approaches to the development of fusion energy, a selective program in three areas is recommended as optimum. These are:

- a) Inertial Confinement - a laser fusion facility with emphasis on CO<sub>2</sub> lasers be established as a national facility building upon the NRC<sup>2</sup> laser capability. Canadian industry has internationally recognized expertise in CO<sub>2</sub> lasers making this area an obvious one for significant industrial involvement. This centre would be structured so as to encourage scientists and engineers from government, universities and industry to participate in a major way. A key requirement is proper facilities including a higher power laser system than currently exists in Canada. A study to define such a facility is in progress. Institutions from at least two provinces have expressed the desire to host such a centre and the possibility exists of financial assistance from the provinces for construction of such a facility.
- b) Magnetic Confinement - a Tokamak fusion facility be established at IREQ (Hydro-Quebec), Varennes and be operated as a national facility. The facility would be used for the study of the technological problems associated with future Tokamak machines such as long duty cycle operation and coupling to the electrical grid. A conceptual design study based on a new approach of multiple rapid short pulse operation to simulate the above is nearing completion. This idea could be implemented by Canada in the immediate future thereby enabling Canada to establish a presence in the international fusion effort. Hydro-Quebec is currently making a major investment in the conceptual design study.
- c) Selected Technologies - specialize in selected engineering technologies associated with fusion power systems. A study is underway to evaluate options for specialization in the engineering technologies of fusion power systems and to identify one or two preferred options. Such options will exploit indigenous Canadian expertise, provide engineering support to the above confinement facilities, and serve as a focus for international collaboration in the engineering of fusion power systems. One possible specialization which would exploit recognized Canadian expertise and which has attracted U.S. attention is fusion fuel production and handling.

## 2. International Collaboration

A major emphasis must be placed on international collaboration in order to train Canadians on the world's leading facilities. In this way Canada can get access to forefront technology on fusion energy at minimum cost. These international arrangements need to include:

- a) a planned program of seconding scientific and engineering personnel to participate in major projects (such as Tokamak Fusion Test Reactor (TFTR), Joint European Tokamak (JET), Tritium Systems Test Assembly (TSTA), etc.). This program needs to rapidly build up to 20 people annually. Currently there are 2 Canadians on loan for one year under such arrangements. In fact, although Canada is a party to an international agreement with the International Energy Agency on the Technology Torus Project (TEXTOR), we have failed to meet our commitments with one person assigned in spite of having committed to 2 — 3 annually and in spite of several capable Canadian scientists willing to participate,
- b) formal agreements for bilateral exchange involving the major focal centres of the Canadian program and appropriate foreign centres, such as:  
  
the USA Laser Facility at Rochester,  
the Princeton Plasma Physics Laboratory, etc.,
- c) a Canadian expression of interest to both the IAEA and the United States to be considered as a site for INTOR and an implementation of the necessary studies to determine the benefits (and hence possible price to pay) of such a site to this country and the steps necessary in order to be a serious contender. The INTOR project offers Canada an opportunity for a technological presence on an international scale as well as a role in devising the regulations which will apply to future fusion power plants. If international events should indicate a possible delay in the INTOR program, Canada should explore with the United States whether there is a role Canada could play in the American Engineering Test Facility (ETF).

It must be borne in mind that the program of international collaboration can only be credible and effective if the development of national capability is initiated simultaneously. If the scientists and engineers who are posted to foreign laboratories do not have a specific program to return to, it is highly likely that they will not return.

## 3. Training of Manpower

In order to provide the manpower required for the Canadian program, it is necessary that:

- a) the financial support provided by NSERC to the universities for fusion related projects be enhanced, and



- b) the universities be actively involved in the basic research and development relevant to the Canadian National Fusion Program and be encouraged to collaborate with government and industry within and outside of Canada.

#### 4. Budget

The budget recommended for a minimal program to achieve the goals stated earlier is shown in Table 1.

The first column represents the federal funds required for the National Fusion Program. Shown as well is the suggested in-house budget for the NRC laser fusion group.

In the projections, it is assumed that the federal National Fusion Program funds will have a "leverage" effect on contributions from other sources (principally the provincial governments and utilities) as part of federal-provincial agreements in selected areas. The magnitude of these other sources of funds is taken as equivalent to the preliminary estimates of capital required for the major facilities (laser fusion - \$18 million, magnetic fusion - \$15 million, engineering technology - \$8 million) although it is not necessary that they be in the form of capital expenditures. Consultations with these non-federal potential sources have not been held and no commitments are implied. Failure to obtain these additional funds in any of the three selected areas would require a reconsideration of that portion of the National Program.

The total program includes implementation of the three major facilities over a period of 5 years (1980-1984) and a steady state operation for the three following years at a constant annual level of \$7 million for laser fusion, \$6 million for magnetic fusion and \$4 million for engineering technology, respectively.

An extensive involvement of the utilities and industry in the planning and execution of the program is essential.

Manpower to implement the above program will rely heavily on the engineering and scientific community now in Canada as well as on new graduates who will become available. It will offer a unique opportunity to repatriate a number of Canadians now in foreign fusion laboratories.

TABLE 1 - RECOMMENDED MINIMAL BUDGET FOR CANADIAN NATIONAL FUSION PROGRAM

(All units in 1979 millions of Canadian Dollars)

<u>FISCAL YEAR</u>	<u>79/80</u>	<u>80/81</u>	<u>81/82</u>	<u>82/83</u>	<u>83/84</u>	<u>84/85</u>	<u>85/86</u>	<u>86/87</u>	<u>87/88</u>
. Federal Funds for National Fusion Program	0.3	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	12.0	12.0	12.0
. NRC In-house Laser Fusion Group	<u>0.9</u>	<u>1.2</u>	<u>1.5</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>
. Total Federal Funds	1.2	4.2	7.5	11.0	14.0	17.0	14.0	14.0	14.0
. Other Sources of Funds for National Fusion Program*	0.7	1.8	6.5	12.0	14.0	8.0	3.0	3.0	3.0
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
. TOTAL	1.9	6.0	14.0	23.0	28.0	25.0	17.0	17.0	17.0

\*Includes: Provincial Governments/Utilities/Foreign, etc.



## 5. Implementation

Since a number of the detailed studies regarding the specific facilities for a National Fusion Program will be completed in the near future, it is essential that there be continuity between those efforts and the implementation phase. The stages for the implementation of a Canadian National Fusion Program, in sequence are:

- i) approval of the federal National Fusion Program budget for fiscal year 1980-81;
- ii) a commitment to a National Fusion Program beyond 1980-81;
- iii) determination of provincial interest and negotiation of provincial participation in the national program.

## 6. Coordination

With the National Research Council as the lead agency, the main mechanisms are in place to coordinate the National Program. In addition a method of involving the provinces in a more official manner is required. The Advisory Committee on Fusion Related Research is prepared to play whatever role it can in furthering this coordination.

## APPENDIX A

### A BRIEF OUTLINE OF FUSION

Fusion is the joining together of two nuclei of light elements to form a heavier element. A small decrease in the total mass of the system results in the release of a large amount of energy ( $E = mc^2$ , where  $m$  is the mass destroyed and  $c$  is the velocity of light). The fusion reaction of current interest involves the fusion of deuterium (D) and tritium (T), two isotopes of hydrogen, to form a helium atom and a neutron. At a later stage, fusion of two deuterium atoms may be proved possible as an energy source.

A number of technological problems have to be resolved before fusion becomes a practical source of energy. Temperatures in excess of 50,000,000°C are necessary to overcome the repulsive forces between the charged nuclei of deuterium and tritium. The reactants must therefore be confined to prevent contact with the vessel walls. The problems associated with attaining such extreme temperatures, confining the reactants, and developing suitable power plant materials are all subjects of concentrated research and development efforts.

Several methods have been proposed for restraining the reactants from contact with the vessel walls. The two most promising at present are magnetic confinement and inertial confinement. At the extreme temperatures required for fusion, the reactants exist in a charged particle state ("plasma"), rather than as neutral atoms, so that, in principle, confinement can be achieved by suitably shaped magnetic fields. Various types of magnetic confinement machines are currently being developed, but the largest research effort is being carried out on toroidal machines. Inertial confinement uses lasers, electron beams, or ion beams to deliver large amounts of energy, in very short pulses, to fuel pellets. The required energy must be delivered in a sufficiently short time that the fusion reaction can occur before the pellet expands as a result of the large increase in temperature.

Deuterium is a stable material found in about one part in 7000 in ordinary hydrogen. Its oxide, D<sub>2</sub>O, called heavy water, is being produced in tonnage quantities in Canada. Tritium is not found in nature. A fusion plant would manufacture its own supply of tritium by allowing the fusion neutrons to be captured in lithium. An atom of lithium is needed for each atom of tritium so that effectively the D-T fusion reaction needs a supply of lithium. This appears to be sufficiently plentiful to provide for possible world fuel requirements for several hundred years.

In the first fusion power plants the only fuels would be deuterium and lithium. Such plants would produce no fission products, the only radioactive material involved is tritium. While the structural materials in the plant would become radioactive, no particular problem is presented during normal operation. These power plants operate by absorbing the energy radiated by the reacting plasma in a "blanket" wrapped around the reaction region. The hot blanket is used to heat a working fluid which could drive a gas turbine which, in turn, drives an electrical generator.

In the fusion power system, since energy has to be invested to maintain the reaction, there is no possibility of a runaway reaction as any change from the normal operation would tend to halt the process.

A very long term possibility is the use of advanced fuel cycles where the energy is created entirely in the form of charged particles with no resultant radioactivity, and with the potential of direct conversion to electricity with efficiencies of the order of 90 percent.



# **ÉNERGIE ÉOLIENNE**

## **CANADIENNE**

### **RECHERCHE ET**

### **DÉVELOPPEMENT**

## POURQUOI LA R&D DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

### POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE

CONTRIBUTION CONSIDÉRABLE, ÉCOLOGIQUEMENT INNOFFENSIVE ET RENTABLE AUX BESOINS ÉNERGÉTIQUES DES COLLECTIVITÉS CANADIENNES ÉTANT DONNÉ LES RESSOURCES SUFFISANTES EN VENT DANS LES PROVINCES MARITIMES, LE SUD DES PRAIRIES, CERTAINES RÉGIONS DES TERRITOIRES ET CERTAINES RÉGIONS CÔTIÈRES EXPOSÉES DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE.

### COMPÉTENCE TECHNIQUE

COMPÉTENCE TECHNIQUE CANADIENNE UNIQUE FONDÉE SUR LA REDÉCOUVERTE DE L'ÉOLIENNE D'ARRIÈRE À AXE VERTICALE (EAV) EN 1966, CONFIRMÉE PAR DIX ANNÉES D'ESSAIS EN LABORATOIRE ET SUR LE TERRAIN D'ÉOLIENNES DE CAPACITÉ ALLANT JUSQU'À 1/4 MW.

L'EAU EST ENTIÈREMENT COMPÉTITIVE AVEC LA TURBINE ÉOLIENNE À AXE HORIZONTAL TRADITIONNEL LE (EAV) TEL QUE CONFIRMÉ PAR L'ÉTUDE INDÉPENDANTE DES MACHINES ACTUELLES ET PROPOSÉES DONT LA PUISSANCE SE CHIFFRE EN MEGAWATTS, UTILISÉES AUX ÉTATS-UNIS ET AU CANADA.

### POTENTIEL INDUSTRIEL

CERTAINES ÉQUIPES INDUSTRIELLES EXISTENT

- BRISTOL AEROSPACE LIMITED
- DAF INDAL LIMITED
- SHAWINIGAN ENGINEERING
- CANADAIR LIMITED

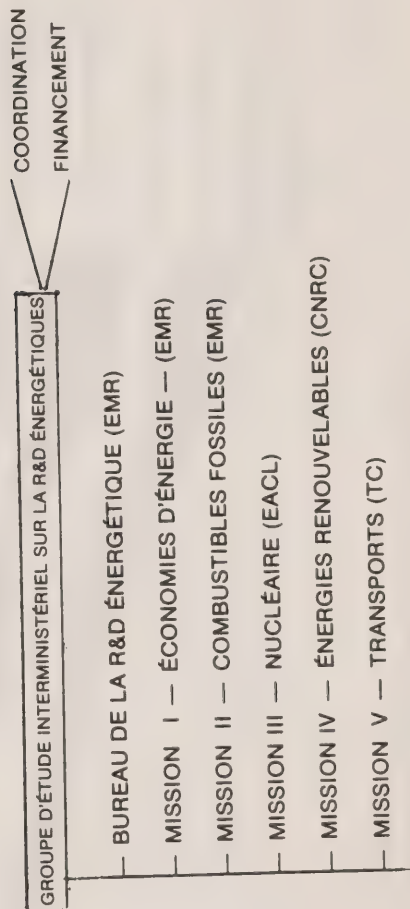
ON ESTIME QUE LE MARCHÉ CANADIEN POURRA ABSORBER 1 000 MACHINES DE PUISSANCE EN MEGAWATTS D'ICI L'AN 2000 À UN COÛT INITIAL DE \$1 MILLIARD, ET 200 MACHINES DE CE GENRE PAR ANNÉE PAR LA SUITE.

LE POTENTIEL GLOBAL DU MARCHÉ EST ÉNORME; IL PEUT ABSORBER UNE VASTE GAMME DE TAILLES DE MACHINES.

## RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAUX AU CANADA

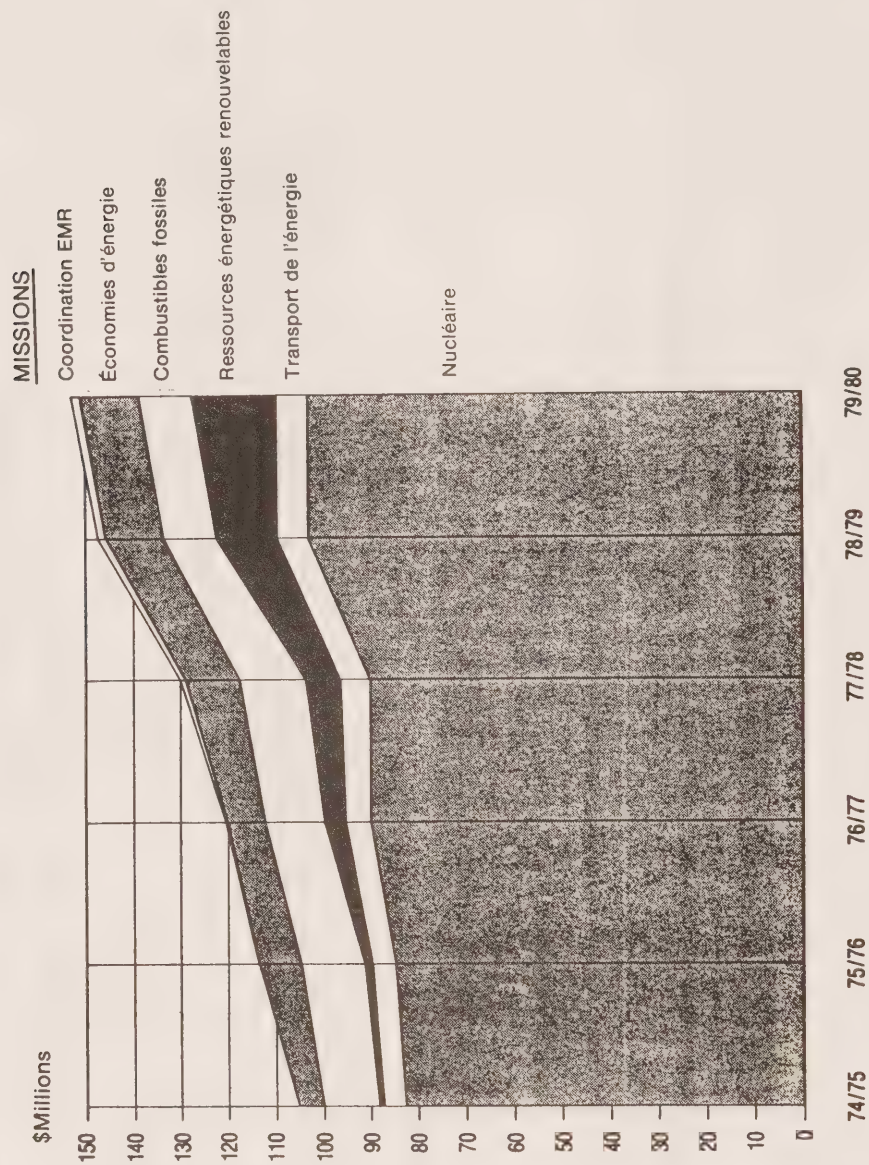
AVANT 1974, — MINISTÈRES — NUCLEAIRE (EACL)  
COMBUSTIBLES FOSSILES (EMR)  
ÉCONOMIES, ÉNERGIE ÉOLIENNE (CNRC)

1974 — EMBARGO PÉTROLIER — GROUPE D'ÉTUDE SUR L'ÉNERGIE

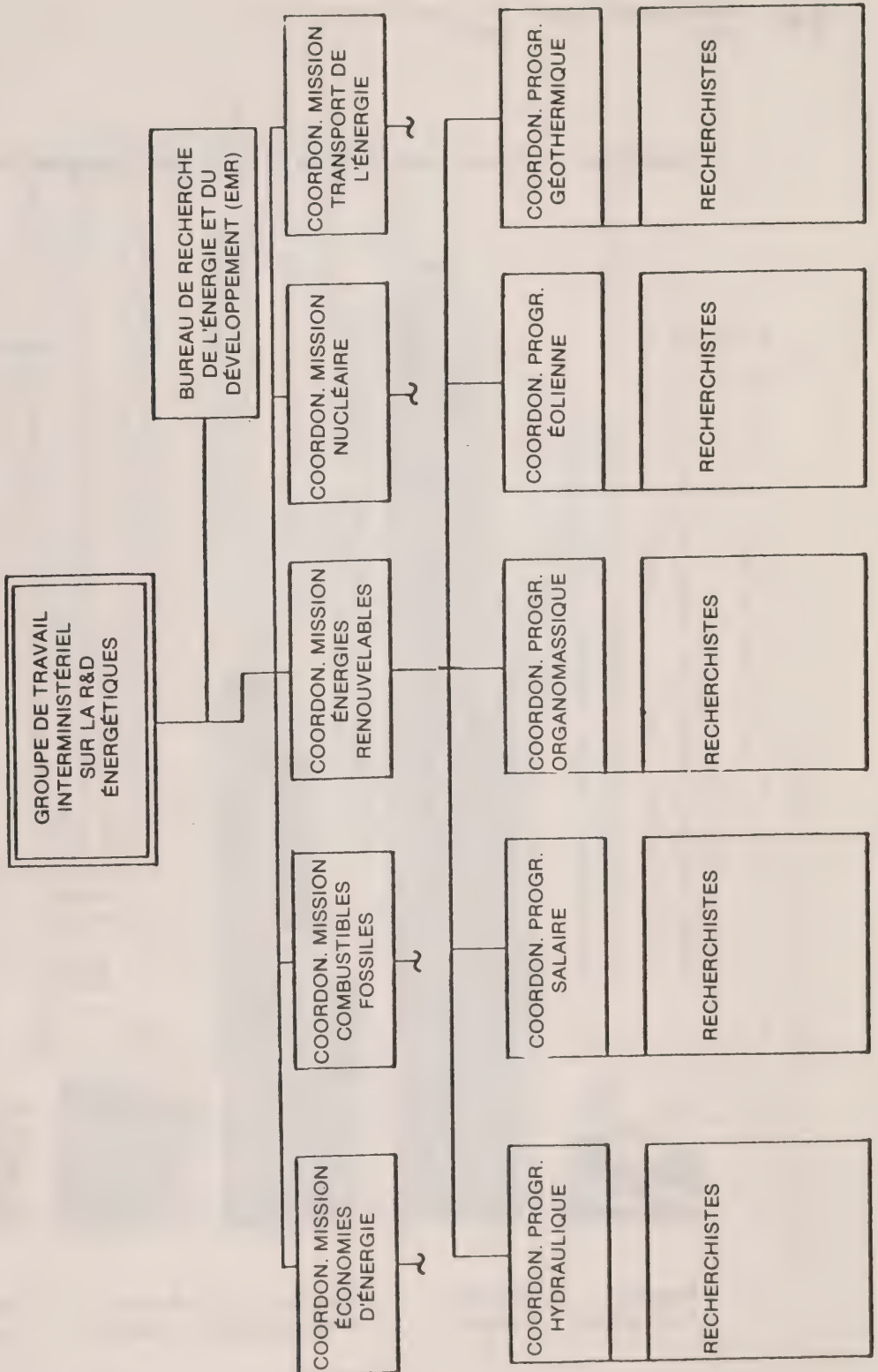




### CRÉDITS FÉDÉRAUX À LA R&D ÉNERGÉTIQUES



# COORDINATION FÉDÉRALE DE LA R&D ÉNERGÉTIQUES

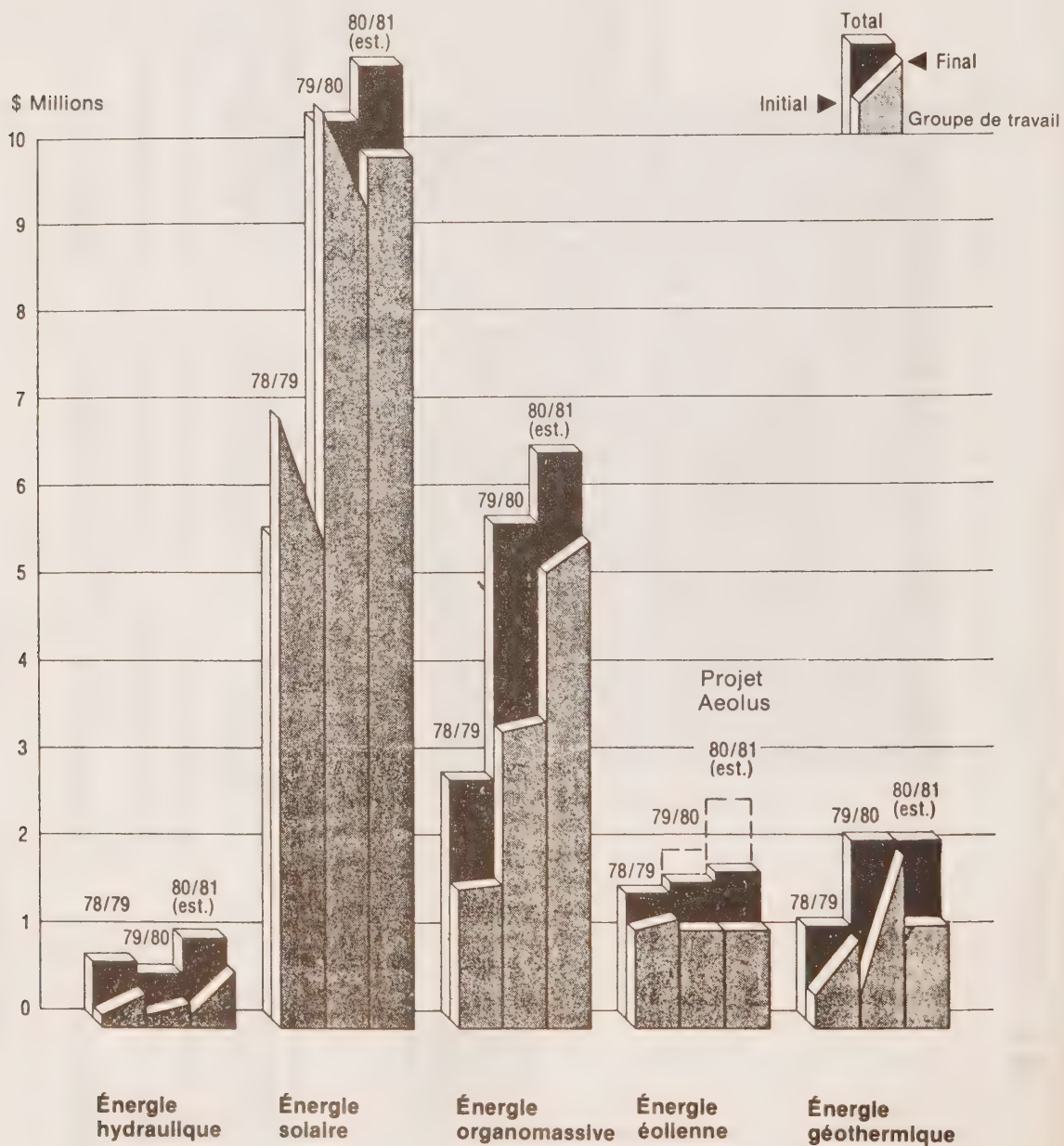




National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada

## Répartition du financement de la R et D des énergies renouvelables





CARACTÉRISTIQUES DES RESSOURCES D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

DIFFUSES:

- UN SITE MODÉRÉMENT VENTEUX (7 M/S EN MOYENNE) A UNE DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DE 400 W/m²
- A PAR CONTRE UNE DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE TROIS FOIS SUPÉRIEURE À LA RADIATION SOLAIRE
- DES MACHINES ÉNORMES, À FORT COEFFICIENT DE CAPITAL, SONT NÉCESSAIRES POUR OBTENIR UN RENDEMENT D'ÉNERGIE UTILE

VARIABLES:

- SELON LE TEMPS — DISTRIBUTIONS RAYLEIGH & WEIBULL
- SELON LA HAUTEUR — LOI DE PUISSANCE RELATIVEMENT À LA HAUTEUR LOCALE
- SELON LE TERRAIN — COLLINES ET VALLÉES, TERRAIN ET EAU, ARBRES ET DÉSERT
- LES RÉPERCUSSIONS MENTIONNÉES CI-DESSUS SONT RELIÉES ENTRE ELLES
- LES VARIATIONS SONT D'IMPORTANCE CONSIDÉRABLE

INSTABLES:

- EFFETS DE TURBULENCE FAIBLES ET IMPORTANTS (BOURRASQUES)
- VARIATIONS DE CISAILLEMENT DU VENT
- DÉPENDANCE SUR LE TEMPS
- CONDITIONS EXTRAORDINAIRES OCCASIONNELLES

CEPENDANT

RENOUVELABLES: APPROVISIONNEMENT INÉPUISABLE

LIBRES DE COMBUSTIBLE: ENGAGEMENT ÉCONOMIQUE À LONG TERME CONNU

DISTRIBUTION: EMPLACEMENT STRATÉGIQUE NON VULNÉRABLE

RÉPERCUSSIONS BÉNIGNES SUR L'ENVIRONNEMENT: AUCUN PROBLÈME DE

RÉCUPÉRATION OU D'ÉLIMINATION



DENSITÉ ANNUELLE MOYENNE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE À 50m D'ALTITUDE

## TECHNIQUE DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

### TECHNIQUE DÉCOUVERTE IL Y A DES SIÈCLES

#### DEUX TYPES AÉRODYNAMIQUES FONDAMENTAUX

##### 1. MACHINE À TIRAGE (TRADITIONNELLES)

- Utilise le tirage différentiel pour créer le moment de torsion
- Autodémarrage aérodynamique
- Très robuste (de nombreuses pales)
- Couple élevé à faible vitesse
- Applications typiques — pompage
  - broyage
- Exemples — moulins à vent de ferme
  - fût d'huile Savonius
  - anémomètre à coquilles

##### 2. MACHINE À PORTANCE (MODERNES)

- Utilise la portance aérodynamique
- Peut nécessiter un démarrage assisté
- Peu robuste (pales peu nombreuses)
- Vitesse relativement élevée
- Applications typiques — génératrice
  - pompage



### DEUX ORIENTATIONS MÉCANIQUES

1. Axe horizontal  
(EAH)
  - Doit être orientée face au vent
  - Tour de grande hauteur
  - Peut nécessiter une commande du pas
2. Axe vertical  
(EAV)
  - Omnidirectionnelle
  - Tour peu élevée
  - Machine au niveau du sol
  - Peut nécessiter l'utilisation de haubans

L'EFFORT CANADIEN DE RECHERCHE ET DE  
DÉVELOPPEMENT S'EST CONCENTRÉ  
EXCLUSIVEMENT SUR LES ÉOLIENNES D'ARRIÈRE  
À AXE VERTICAL

- CONFIGURATION PLUS SIMPLE
- PLUS RENTABLE
- VITESSE RELATIVEMENT ÉLEVÉE
- SE PRÊTE BIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ
- AUTORÉGLAGE SANS COMMANDE DE PAS
- LEADERSHIP CANADIEN EN MATIÈRE DE TECHNOLOGIE

## APPLICATIONS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

### UTILISATION SPÉCIALE

- INSTALLATIONS À UNITÉ SIMPLE PRODUISANT 1 kW (CC)
- PUISSANCE SUR DEMANDE — STOCKAGE
- FIABILITÉ — RÉGIONS ÉLOIGNÉES, AUCUN GROUPE DE SECOURS NÉCESSAIRE
- COÛT: \$10 000/kW
- ex: COMMUNICATIONS, NAVIGATION

### COLLECTIVITÉS ÉLOIGNÉES

- INSTALLATIONS À UNITÉ SIMPLE PRODUISANT 100 kW (CA)
- RÉSEAU LOCAL — AUCUN STOCKAGE
- RELIÉE À UNE GÉNÉRATRICE (DIESEL)
- ÉCONOMIE DE COMBUSTIBLE
- \$1 000/kW 10¢/kWh
- NORD CANADIEN, RÉGIONS ISOLÉES

### ÉNERGIE NATIONALE

- INSTALLATIONS À UNITÉS MULTIPLES PRODUISANT 10 000 kW (CA)
- RELIÉE AU RÉSEAU — AUCUN STOCKAGE
- ÉCONOMIE DE COMBUSTIBLE PLUS CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE
- \$300/kW 3¢/kWh
- SERVICES D'UTILITÉ PUBLICS



## CONTRIBUTION ET MARCHÉ DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

ANNÉE	CONTRI- BUTION D'ÉNERGIE <sup>(1)</sup> PJ/A	TOTAL CUMULATIF PRÉVU			
		MW MOY. <sup>(2)</sup>	MW INST. <sup>(3)</sup>	RÉGIME INST. <sup>(4)</sup>	INVEST. <sup>(5)</sup> \$M (1980)
1980	2	64	320	100	150
2000	20	640	3200	1000	1000
2020	100 <sup>(6)</sup>	3200	16000	5000	5000

NOTES: (1) MOYENNE DES ESTIMATIONS INDÉPENDANTES PRÉPARÉES PAR LE CN ET LE CNRC

(2) UNE PRODUCTION MOYENNE DE PUISSANCE DE 32 MW SUR UNE ANNÉE PRODUIT 1 PJ (.001 EJ) D'ÉNERGIE

(3) FACTEUR DE PRODUCTION DANS UN RÉGIME DE VENT TYPIQUE (BON) = 0.2

(4) EN SUPPOSANT UN RÉGIME INSTALLÉ DE 3.2 MW PAR MACHINE

(5) COÛT ESTIMATIF DE \$6M EN MOYENNE POUR CHACUNE DES 10 UNITÉS DE DE PRÉPRODUCTION ET \$300/kW POUR LES MACHINES DE PRODUCTION TYPE 3.2 MW

(6) 100 PJ/A CORRESPONDANT À 2% DES BESOINS D'ÉNERGIE DE L'AN 2000 BASÉS SUR UN TAUX ANNUEL DE CROISSANCE DE 4%

## ÉLÉMENTS DU PROGRAMME D'ÉNERGIE

- (HISTORIQUE)
- LE CNRC A REDÉCOUVERT L'ÉOLIENNE DARRIEUS À AXE VERTICALE (1966)
  - ESSAIS EN SOUFFLERIE POUR ÉPROUVER LE PRINCIPE (1966-1971)
  - DEMANDE DE BREVET REFUSÉE (1967)
  - PREMIER PETIT ESSAI D'UNE ÉOLIENNE RELIÉE AU RÉSEAU (1973)
  - LES ACTIVITÉS DU CNRC EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE SONT INTÉ-GRÉES À LA STRUCTURE DU PROGRAMME PERD (1974)
  - DÉCISION DU CNRC DE POURSUIVRE LE PROJET DE L'EAV EXPÉRIMENTALE DES ÎLES DE LA MADELEINE

### ANALYSES

- PRÉVISION DE LA PERFORMANCE
- TENSION ET FATIGUE
- ÉNERGIE CAPTÉE
- VALEUR DE LA CONTRIBUTION À UN RÉSEAU DONNÉ

### ESSAIS

- RECHERCHE AÉRODYNAMIQUE SUR LES PALES ET LES ROTORS
- MODELAGE AÉROÉLASTIQUE ET ESSAIS
- CALIBRAGE DE PERFORMANCE DES PETITES ÉOLIENNES COMMERCIALES
- CALIBRAGE DES ANÉMOMÈTRES ET AUTRES INSTRUMENTS

### ESSAIS SUR

- SIX SYSTÈMES AUTONOMES (APPLICATIONS SPÉCIALES)
- TURBINES HYBRIDES VENT/DIESEL DE 10 KW ET DE 100 KW

### LE TERRAIN

- QUATRE TURBINES DE 50 KW RELIÉES AU RÉSEAU (UTILISATIONS DANS LES COLLECTIVITÉS ÉLOIGNÉES)
- UNE TURBINE DE 230 KW RELIÉE AU RÉSEAU (APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE À L'ÉCHELLE D'UN RÉSEAU)

SYSTÈME D'ESSAI SUR LE TERRAIN D'UNE ÉOLIENNE DE 230kW RELIÉE AU RÉSEAU

LA PLUS GROSSE EAV AU MONDE

PROJET MIXTE AVEC L'HYDRO-QUÉBEC (IREQ)

FABRIQUÉE PAR DAF INDAL

EMPLACEMENT: ÎLES DE LA MADELEINE

SPÉCIFICATIONS: ROTOR: HAUTEUR, 122 PIEDS; DIAMÈTRE, 81 PIEDS; SUPERFICIE  
BALAYÉE, 6400 PI<sup>2</sup>

TOUR: 30 PIEDS

PUISSANCE: 230 kW À DES VENTS DE 30 MILLES À L'HEURE À UNE ALTITUDE  
DE 36 PIEDS

PRODUCTION D'ÉNERGIE PRÉVUE: 400 MWh PAR ANNÉE

EXPÉRIENCE: DÉBUT DE L'EXPLOITATION EN 1977

FAITS SAILLANTS DU PROGRAMME D'ESSAI

- FONCTIONNEMENT À PLUS  
DE 86% DE LA VITESSE MAXIMALE THÉORIQUE
- PERFORMANCE SUPÉRIEURE AUX PRÉVISIONS
- DONNÉES SUR LES VIBRATIONS DES HAUBANS
- DONNÉES PRÉLIMINAIRES SUR LA TENSION

DÉFAILLANCE PAR EMBALLEMENT LE 6 JUILLET 1978

- LA DÉFAILLANCE S'EST PRODUITE APRÈS LE FONCTIONNEMENT À  
PLUS DE DEUX FOIS LA VITESSE MAXIMALE THÉORIQUE PENDANT  
AU-DELÀ D'UNE HEURE
- DÉFAILLANCE ATTRIBUABLE À UNE ERREUR DE PROCÉDURE
- INTÉGRITÉ MÉCANIQUE ET CONCEPTION FONDAMENTALE  
CONFIRMÉES

RECONSTRUCTION

- LE ROTOR ET LES HAUBANS SEULEMENT ONT ÉTÉ  
RECONSTRUITS, SELON LA CONCEPTION INITIALE
- AJOUT D'UN SYSTÈME DE FREINS À ARBRE DE FAIBLE VITESSE
- INSTRUMENTS AMÉLIORÉS

ÉTAT D'AVANCEMENT DES ESSAIS

- RECOMMENCÉS EN JANVIER 1980
- DONNÉES ANTÉRIEURES SUR LA PERFORMANCE CONFIRMÉES
- DONNÉES EXTENSIVES SUR LES TENSIONS DYNAMIQUES
- OPÉRATION À 100 % DE LA VITESSE THÉORIQUE PRÉVUE POUR  
BIENTÔT

LES ESSAIS EXPÉRIMENTAUX SE POURSUIVRONT JUSQU'À LA FIN 1980 ET SERONT SUIVIS  
D'UN COUPLAGE AUTOMATIQUE EN CONTINU AVEC LE RÉSEAU DES SERVICES D'UTILITÉ  
PUBLICS DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE

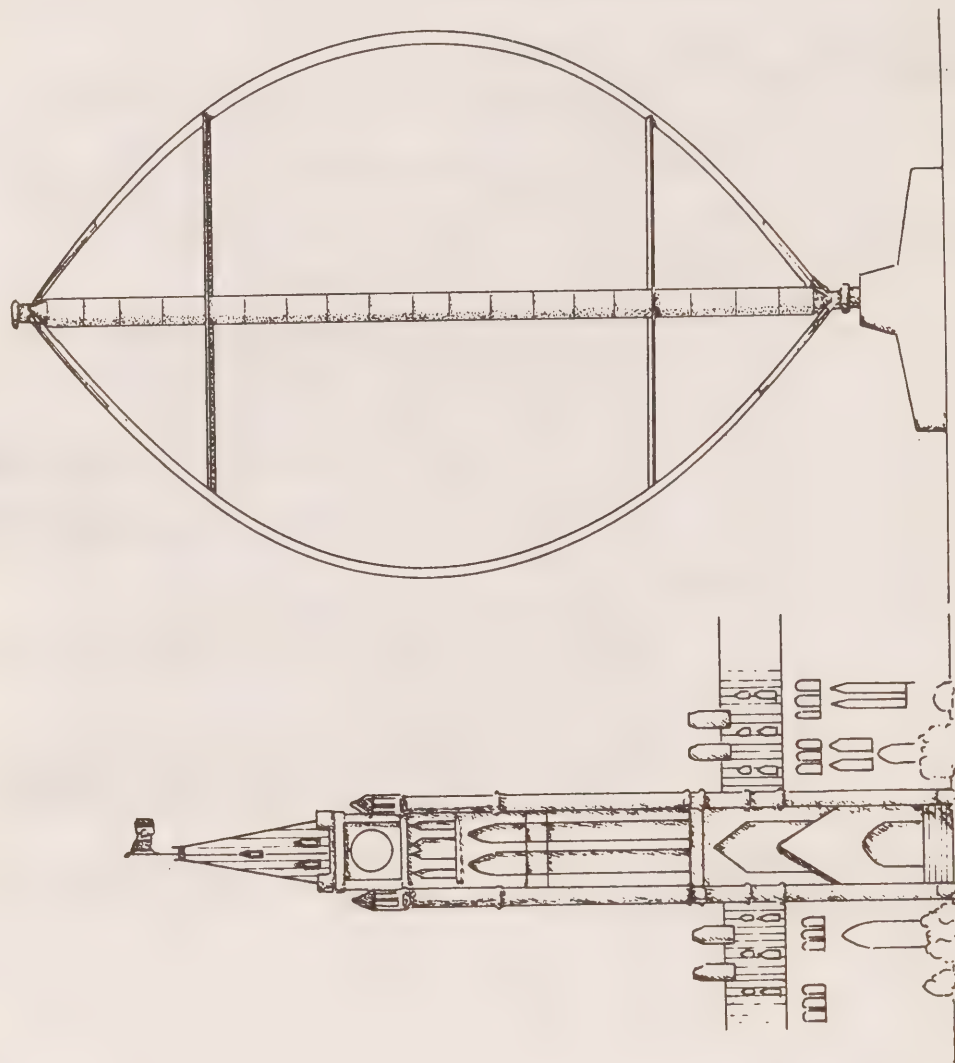


National Research Council  
Canada

Conseil national de recherches  
Canada



### L'INITIATIVE ESSENTIELLE: LE PROJET «AEOLUS»



## L'INITIATIVE ESSENTIELLE: LE PROJET «AEOLUS»

LES CONTRIBUTIONS SUBSTANTIELLES AUX APPROVISIONNEMENTS D'ÉNERGIE CANADIENS NÉCESSITENT L'EXPLOITATION D'ÉOLIENNES DONT LA PUISSANCE SE CHIFFRE EN MÉGAWATTS

LES ÉTUDES DE CONCEPTION PARAMÉTRIQUES ONT DÉMONTRÉ QUE LES COÛTS DES EAV DONT LA PUISSANCE SE CHIFFRE EN MÉGAWATTS SERONT COMPÉTITIFS MÊME SI L'ON UTILISE LES TECHNIQUES TRADITIONNELLES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LES CONDITIONS ACTUELLES

LES ÉTUDES COMPARATIVES CONFIRMENT LA SUPÉRIORITÉ TECHNIQUE DE L'EAV SUR TOUS LES AUTRES SYSTÈMES DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE, ET LES AVANTAGES ÉCONOMIQUES SUBSÉQUENTS

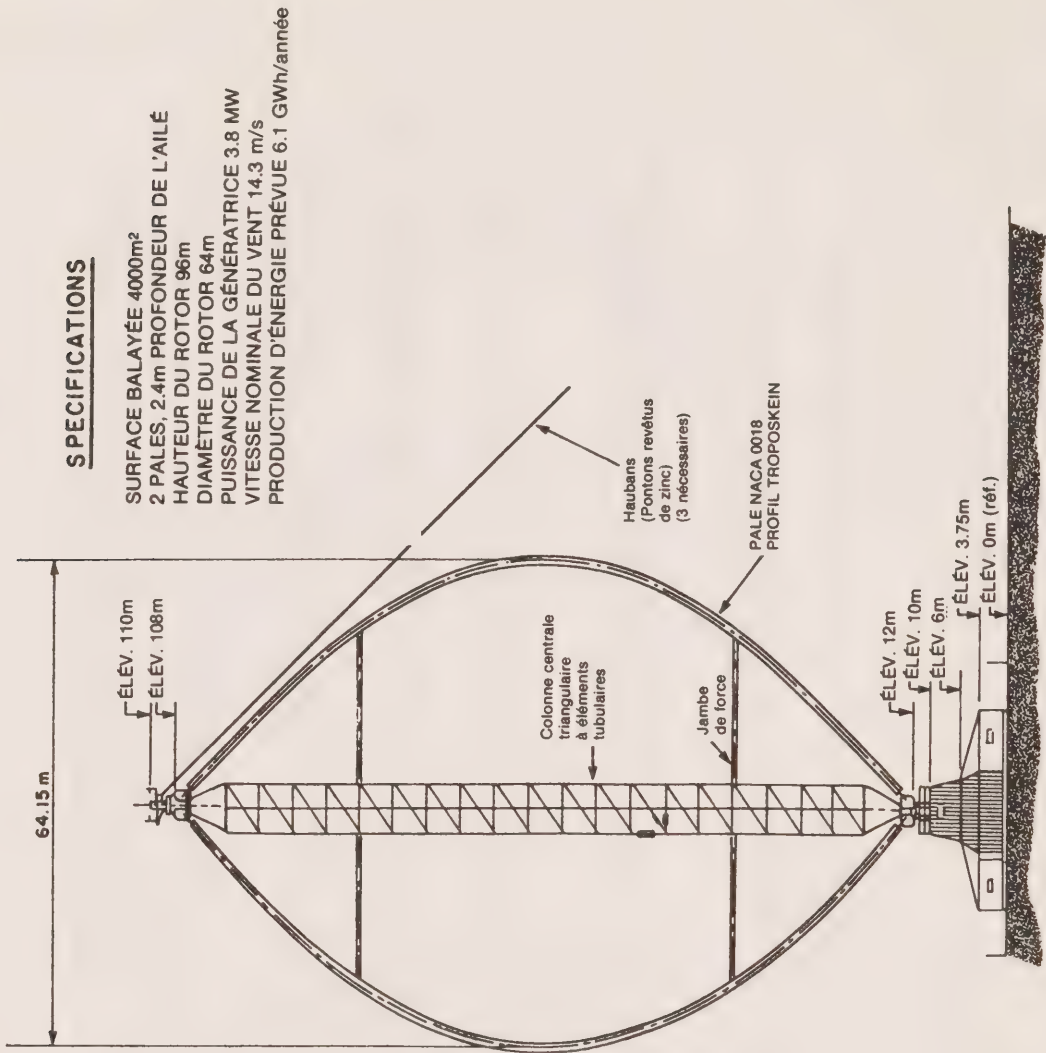
LES COMPÉTENCES TECHNIQUES ET L'EXPÉRIENCE CANADIENNES ONT PERMIS D'ASSUMER LE LEADERSHIP MONDIAL DANS LA CONCEPTION, LA FABRICATION ET L'EXPLOITATION D'ÉOLIENNES À AXE VERTICALE

LES MARCHÉS CANADIENS ET ÉTRANGERS SONT CONSIDÉRABLES ET D'ACCÈS IMMÉDIATS; L'INDUSTRIE CANADIENNE EST EN MESURE ET DÉSIREUSE DE SAISIR CES DÉBOUCHÉS COMMERCIAUX

IL EST ESSENTIEL QUE LE PROGRAMME D'ÉNERGIE ÉOLIENNE FRANCHISSE IMMÉDIATEMENT LA PROCHAÎNE ÉTAPE LOGIQUE: LA CONCEPTION, LA CONSTRUCTION ET L'ESSAI D'UNE ÉOLIENNE À AXE VERTICAL DONT LA PUISSANCE SE CHIFFRE EN MÉGAWATTS. SI CETTE INITIATIVE N'EST PAS PRISE DÈS MAINTENANT, LA CAPACITÉ INDUSTRIELLE CANADIENNE DANS LE SECTEUR DES SYSTÈMES D'ÉNERGIE ÉOLIENNE SERA PERDUE ET LES MARCHÉS CANADIENS ET MONDIAUX SERONT ACQUIS AUX FOURNISSEURS ÉTRANGERS



## AEOLUS





## PROJET AEOLUS

### COÛTS

ESTIMATION TIRÉE DE:

"PROJECT DEFINITION UPDATE"  
(SHAWINIGAN ENGINEERING)

EN PRENANT LE 1<sup>er</sup> OCTOBRE 1980 COMME DATE DU DÉBUT DES OPÉRATIONS

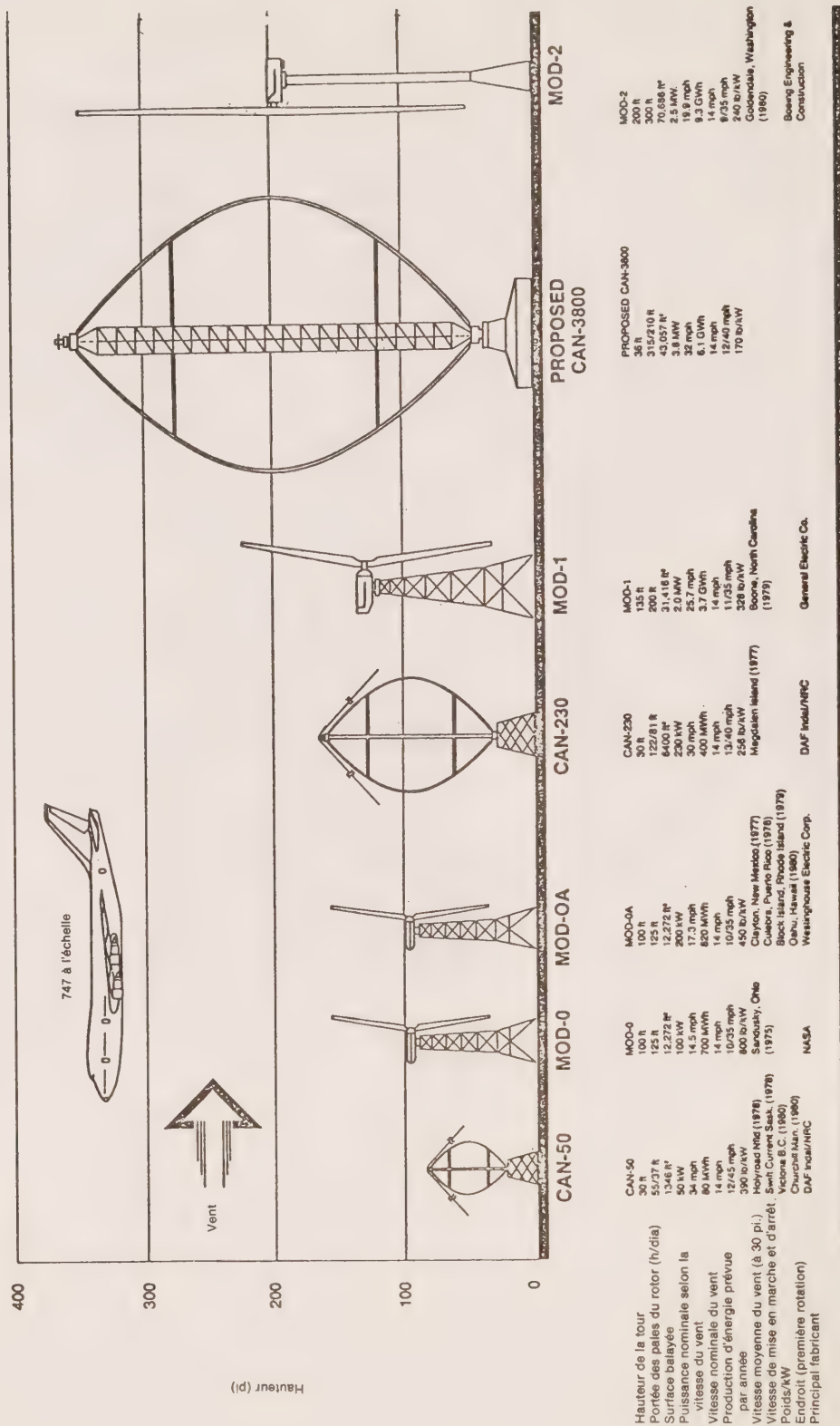
COÛT TOTAL     \$22 862 000

PARTAGÉ ENTRE L'IREQ ET LE CNRC

### STATUT DE LA PROPOSITION

SOUMISE AU MINISTRE D'ÉTAT CHARGÉ DU DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE  
POUR ÉTUDE

## GROSSES ÉOLIENNES RELIÉES AU RÉSEAU À L'HEURE ACTUELLE



## LEADERSHIP FÉDÉRAL INDISPENSABLE

### MAINTENANT

- APPUI FÉDÉRAL AMÉRICAIN À LA RECHERCHE ET AU DÉVELOPPEMENT EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET DÉVELOPPEMENT D'UN PROTOTYPE PAR LE SECTEUR INDUSTRIEL

	1980	1981
NASA — GROSSES EAH	\$ 30 M(É.U.)	\$40 M(É.U.)
SANDIA — TOUTES LES EAV	\$2.3 M(É.U.)	\$ 8 M(É.U.)
TOTAL APPROXIMATIF DU PROGRAMME D'ÉNERGIE ÉOLIENNE	\$ 50 M(É.U.)	\$80 M(É.U.)

- SIX EAH DE PUISSANCE EN MÉGAWATTS SOUS CONTRAT/EN FABRICATION
- RFP POUR LES EAV DE PUISSANCE EN MÉGAWATTS RENDU PUBLIC EN JUIN 1980
- L'AVANCE CANADIENNE DANS LA TECHNOLOGIE DES EAV DISPARAITRA BIENTÔT ÉTANT DONNÉ QUE LES ÉTATS-UNIS PROGRESSSENT RAPIDEMENT (QUOIQUE TARDIVEMENT) DANS LE SECTEUR DES EAV
- LES SERVICES D'UTILITÉ PUBLICS CANADIENS ACHÈTERONT LES ÉOLIENNES AMÉRICAINES POURVU QU'AUCUN PRODUIT CANADIEN ÉPROUVÉ ET RENTABLE N'EXISTE.

### POUR LE PROJET «AEOLUS»

#### RECHERCHE, CONCEPTION, CONSTRUCTION, ESSAIS ET ÉVALUATION D'UNE ÉOLIENNE À AXE VERTICAL DE PUISSANCE EN MÉGAWATTS (EAV)

- ÉTAPE LOGIQUE ET NÉCESSAIRE DANS L'ÉVOLUTION DU PROGRAMME D'ÉNERGIE ÉOLIENNE
- L'HYDRO-QUÉBEC ACCEPTE UNE PLEINE ASSOCIATION TECHNIQUE ET FINANCIÈRE
- ÉTUDES TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES DE BASE TERMINÉES
- SITES IDÉAUX CHOISIS
- ÉCHÉANCIER ET COÛTS DU PROJET PRÉPARÉS, BASÉS SUR UN DÉBUT DES OPÉRATIONS EN 1980
- PART DU FÉDÉRAL: \$11 431, Y COMPRIS LA PROGRESSION DES PRIX SUR QUATRE ANS.



## APPENDICE «AEEA-2»

Le 2 juillet 1980

FUSIONDIAPPOSITIVES POUR LA RÉUNION DUCOMITÉ SPÉCIALEN MATIÈRE D'ÉNERGIE DE REMPLACEMENTDU PÉTROLE

## A. Qu'est-ce que la fusion?

1. La fission comparée à la fusion
2.  $E = mc^2$
3. Densité/température/temps de confinement
4. JET (Projet de fusion des atomes d'hydrogène)
5. Système de confinement par lasers
6. Avantages de la fusion
7. Utilisations optionnelles des systèmes de fusion

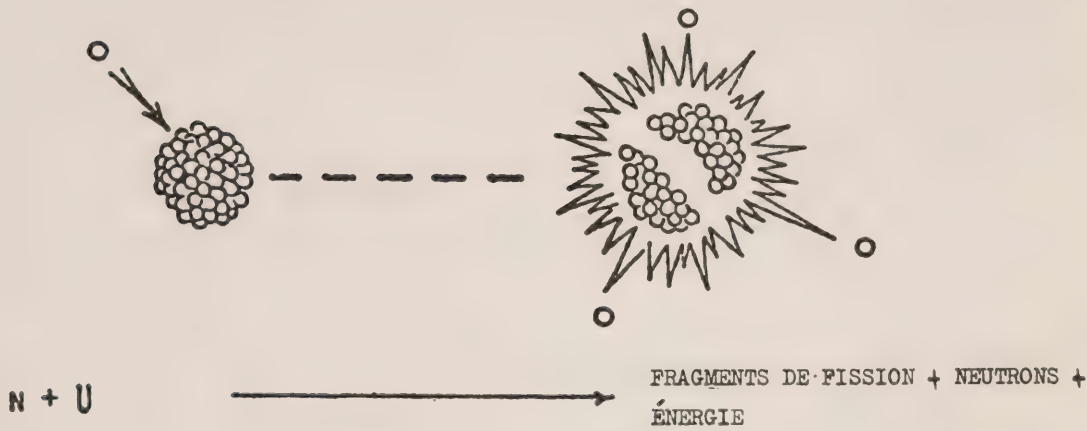
## B. Programme international de fusion

8. Financement des programmes de fusion des pays étrangers
9. Échéancier prévu

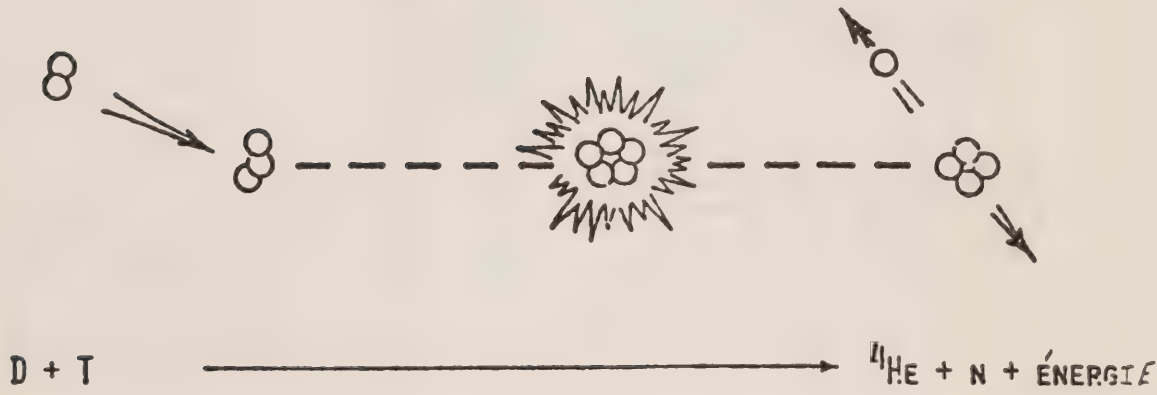
## C. Programme canadien proposé

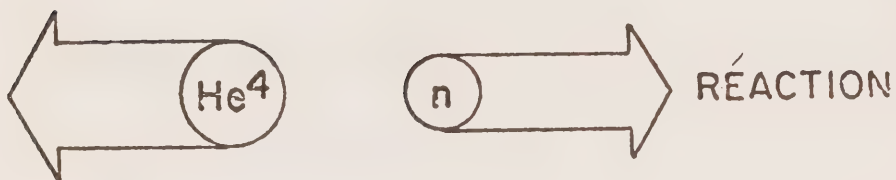
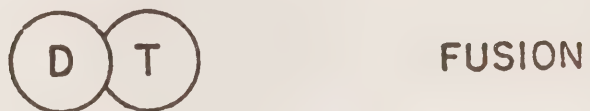
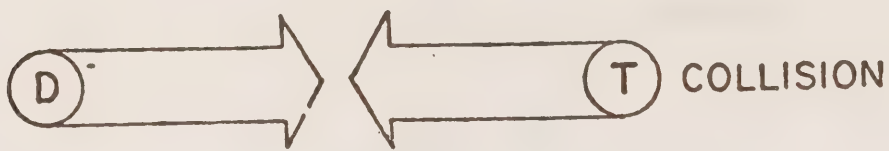
10. Solutions de rechange du programme
11. Objectif
12. But
13. Éléments du programme
14. Coûts.

FISSION



FUSION





$$E = MC^2$$



27

DATE TERMINÉE

SUPÉRIEURE À  $10^{13}$  PAR CENTIMÈTRE CUBE

1953

DENSITÉ:

SUPÉRIEURE À 50 MILLIONS °C

1962

TEMPÉRATURE:

SUPÉRIEURE À  $\left( \frac{5 \times 10^{13}}{\text{DENSITÉ}} \right)$  (SECONDES)

1969

TEMPS DE CONFINEMENT:

OBJECTIF: LES TROIS ENSEMBLES D'ICI 1982-1983

1. APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLE PRATIQUEMENT INFINI, À BAS PRIX  
( $\ll$  1 MILL/KWH)
2. SÉCURITÉ NATURELLE, PAS D'EMBALLEMENT
3. PAS DE PRODUITS DE COMBUSTION CHIMIQUE
4. RADIOACTIVITÉ ET RISQUES RELATIVEMENT BAS
5. AUCUN PROBLÈME DE REFROIDISSEMENT D'URGENCE DU CŒUR
6. LES MATÉRIAUX UTILISÉS NE PEUVENT SERVIR À LA FABRICATION D'ARMES, DONC  
AUCUN DÉTOURNEMENT POSSIBLE

UTILISATIONS OPTIONNELLES DES SYSTÈMES DE FUSION

1. PRODUCTION DIRECTE DE GAZ D'HYDROGÈNE OU DE COMBUSTIBLES SYNTHÉTIQUES
2. PRODUCTION DIRECTE DE CHALEUR POUR LE TRAITEMENT CHIMIQUE ET LE CHAUFFAGE PAR ILÔT
3. PRODUCTION DE COMBUSTIBLES FISSILES
4. ÉLIMINATION DES DÉCHETS DES PRODUITS DE LA FISSION
5. RÉACTEURS HYBRIDES FUSION-FISSION



PROGRAMME DE FUSION DES PAYS ÉTRANGERS: 1979

É.U.	\$ 800 millions
U.R.S.S.	~\$1 200 millions
COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE	
France, Allemagne, Italie, Hollande,	
Belgique, Danemark, Royaume-Uni	
(Suède, Suisse)	~\$ 500 millions
JAPON	~\$ 500 millions

---

CANADA	Aucun programme de recherche-développement coordonné
	Moins de \$2 millions consacrés aux secteurs scientifiques connexes par année

ÉCHÉANCIER PRÉVU POUR LA FUSION

SEUIL CRITIQUE SCIENTIFIQUE	1980-1985
SEUIL DE RENTABILITÉ DU POINT DE VUE INGÉNIERIE	~1990
EXPLOITATION COMMERCIALE DES RÉAC- TEURS DE FUSION	2010-2030

SOLUTIONS DE RECHANGE DU PROGRAMMEAUTRES SOLUTIONSCONSÉQUENCES

Aucun programme de fusion coordonné

- Aucune augmentation des ressources nécessaires à court terme
- Systèmes d'énergie de fusion achetés à l'étranger
- Dépendance sur les techniques étrangères
- Peu, ou pas, d'incidence sur l'industrie canadienne à forte technicité
- Acquisition d'aucune compétence technique canadienne

Collaboration internationale et préparatifs d'urgence dans le secteur industriel

- Coûte entre \$10 et \$20 millions par année
- Programme minimal visant à assurer l'accès à la technologie mondiale
- Permet à l'industrie canadienne d'acquérir la capacité technique
- Assure la présence d'une capacité scientifique et technique au Canada

Système d'énergie de fusion

- Coûte environ \$100 millions par année
- Met au point un système d'énergie de fusion unique au Canada
- Seuls les États-Unis, l'U.R.S.S. et la Communauté européenne peuvent se permettre de créer un programme complet



OBJECTIF

ÉTABLIR ET CONSERVER AU CANADA LE POTENTIEL SCIENTIFIQUE NÉCESSAIRE COMME BASE D'OÙ PROVIENDRA LA POSSIBILITÉ D'ASSURER LA CONSTRUCTION DE RÉACTEURS DE FUSION SI L'ON EN A DÉMONTRÉ LA FAISABILITÉ DU POINT DE VUE INGÉNIERIE ET ÉCONOMIQUE.

BUT DU PROGRAMME PROPOSÉ

- MAINTENIR UNE AUTO-SUFFISANCE ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME AU CANADA EN CONSERVANT LA POSSIBILITÉ D'EXPLOITER UNE NOUVELLE SOURCE D'ÉNERGIE ALIMENTÉE PAR UN COMBUSTIBLE FACILEMENT DISPONIBLE ET QUASIMENT INÉPUISABLE
- ACQUÉRIR DES COMPÉTENCES SCIENTIFIQUES AU CANADA, DONNANT ACCÈS AUX EFFORTS DE RECHERCHE INTERNATIONAUX À UN COÛT MINIMAL
- ACQUÉRIR DES COMPÉTENCES INDUSTRIELLES ET TECHNIQUES AU CANADA, DONNANT ACCÈS À LA TECHNOLOGIE ÉTRANGÈRE TOUT EN ASSURANT LA PARTICIPATION MAXIMALE DU SECTEUR INDUSTRIEL CANADIEN À LA CONSTRUCTION DES SYSTÈMES D'ÉNERGIE DE FUSION
- ACQUÉRIR AU CANADA LES CONNAISSANCES ET LE SAVOIR-FAIRE POUR MAÎTRISER TOUT PROBLÈME D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL DÉCOULANT DE L'EXPLOITATION DES SYSTÈMES D'ÉNERGIE DE FUSION.

ÉLÉMENTS DU PROGRAMME

1. CONFINEMENT INERTIEL
2. CONFINEMENT MAGNÉTIQUE
3. MATÉRIAUX DE FUSION/INGÉNIERIE



**TABLEAU 1 — BUDGET MINIMAL RECOMMANDÉ POUR LE  
PROGRAMME NATIONAL CANADIEN DE FUSION**

*(Toutes les unités sont en millions de dollars canadiens de 1979)*

<b>ANNÉE FINANCIÈRE</b>	<u>79/80</u>	<u>80/81</u>	<u>81/82</u>	<u>82/83</u>	<u>83/84</u>	<u>84/85</u>	<u>85/86</u>	<u>86/87</u>	<u>87/88</u>
• Fonds fédéraux consentis au Programme national de fusion	0.3	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	12.0	12.0	12.0
• Budget interne du CNRC consacré au groupe de recherche sur la fusion au laser	<u>0.9</u>	<u>1.2</u>	<u>1.5</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>
• Total des fonds fédéraux	1.2	4.2	7.5	11.0	14.0	17.0	14.0	14.0	14.0
• Autres sources de fonds pour le Programme national de fusion*	0.7	1.8	6.5	12.0	14.0	8.0	3.0	3.0	3.0
<b>TOTAL</b>	<u>1.9</u>	<u>6.0</u>	<u>14.0</u>	<u>23.0</u>	<u>28.0</u>	<u>25.0</u>	<u>17.0</u>	<u>17.0</u>	<u>17.0</u>

\* Gouvernements provinciaux, services d'utilité publique, sources étrangères, etc.

## APPENDICE «AEEA-3»

PROGRAMME NATIONAL DE FUSION POUR LE CANADACOMITÉ CONSULTATIF DU CNRC SUR LA RECHERCHE EN MATIÈRE DE FUSION

MARS 1980

PROGRAMME NATIONAL DE FUSION POUR LE CANADARÉSUMÉ

L'intense effort international en direction de l'énergie provenant du processus contrôlé de fusion a abouti à des progrès tels que le principal centre d'intérêt du programme international de fusion est maintenant passé de la recherche à la technique et à la technologie.

Le Canada est la seule grande nation industrialisée qui n'ait pas de programme sérieux de fusion. Compte tenu des rapides progrès réalisés dans ce domaine à l'échelle mondiale, il importe que le Canada se constitue une base technologique suffisante pour prendre des décisions éclairées concernant le rôle de la fusion face aux besoins canadiens. En outre, il est essentiel que l'industrie canadienne soit en mesure de satisfaire au moins une partie des besoins futurs du pays en matériel de fusion et, si possible, d'intervenir sur le marché mondial pour la fourniture de certains sous-systèmes et équipements auxiliaires spécialisés. C'est là un projet à long terme, qui ne pourra se réaliser du jour au lendemain. Si la collaboration internationale offre aujourd'hui des possibilités immédiates, une fois que le seuil critique de production nette d'énergie aura été atteint en 1982, ces possibilités disparaîtront pour les nations qui ne posséderont pas de programme crédible de fusion.

L'objectif immédiat du Canada doit être la création d'un programme national mettant en valeur le potentiel technologique, scientifique et industriel du pays, et qui lui permettrait d'accéder aux connaissances et aux technologies sur l'énergie de la fusion développées par les autres nations, et d'en tirer profit.

La réalisation de cet objectif exige que le gouvernement fédéral prenne l'initiative de la création et du financement du programme, que les gouvernements fédéral et provinciaux, l'industrie et les services d'utilité publique canadiens conjugent leurs efforts, que l'on s'en tienne à quelques domaines particuliers, de façon à assurer la crédibilité internationale du Canada par une contribution à la communauté scientifique mondiale, que le Canada s'engage dans une collaboration internationale intense et qu'il mette au point une stratégie assurant une bonne formation de main-d'œuvre spécialisée.

Recommandations d'un programme national minimal de fusion pour le Canada:

1. Mise en valeur du potentiel national grâce à des centres spécialisés sur les sujets suivants:

- a) le confinement inertiel—création d'un centre national de fusion au laser à partir des possibilités du CNR dans le domaine du laser, en concentrant les efforts sur les lasers au gaz carbonique,
- b) le confinement magnétique—utilisation à l'échelle nationale du centre de fusion de l'IREQ (Hydro-Québec) à Varennes, qui applique la technologie Tokamak, et
- c) certaines technologies—études spécialisées sur une ou deux technologies appliquées aux systèmes d'exploitation de l'énergie de la fusion.

2. Une collaboration internationale intensive devrait comprendre:

- a) un programme planifié d'aide à d'importants projets étrangers par l'envoi de spécialistes scientifiques et techniques,
- b) des accords officiels d'échange bilatéral entre les principaux centres du programme canadien et des centres étrangers,
- c) un sérieux effort pour favoriser l'implantation au Canada du projet INTOR, qui prévoit la création d'un centre international Tokamak.

3. Élaboration d'un programme de participation du secteur universitaire à l'effort national en matière de fusion, de façon à assurer une bonne formation de main-d'œuvre spécialisée.
4. Un budget fédéral minimal de \$3.0 millions pour l'année financière 1980/1981 devrait être consacré au programme national de fusion, ce budget devant atteindre un niveau annuel constant de \$12 millions dans quatre ans. (Ces chiffres sont exprimés en dollars constants de 1979).
5. Mise en œuvre immédiate du programme pour 1980/1981, engagements pour la poursuite du programme après 1981, détermination des intérêts provinciaux et négociation de la participation provinciale.

### ÉTUDE DE FOND

La fusion contrôlée, c'est-à-dire la fusion des isotopes de l'hydrogène, dont la masse se convertit en énergie, est la source d'énergie qui a suscité le plus de recherches ces dernières années. La prise des efforts qu'on lui a consacrés à l'échelle mondiale a dépassé le milliard de dollars en 1977, et actuellement, la dépense annuelle dans ce domaine approche deux milliards de dollars. Le budget actuel des États-Unis en matière de recherche et de développement sur la fusion est de l'ordre de \$700 millions. Un vaste effort est en cours en Union Soviétique, et d'importants programmes sont réalisés aussi bien au Japon qu'au sein de la Communauté économique européenne, par le biais de l'Euratom, auquel participent également la Suède, la Suisse, les Pays-Bas, la Belgique et le Danemark. De plus petites nations comme l'Australie, l'Afrique du Sud, l'Espagne, le Brésil et l'Argentine s'y intéressent également.

Ce vaste effort s'explique par le fait que la fusion contrôlée renferme la promesse d'un approvisionnement énergétique inépuisable à partir d'un combustible universellement disponible, le deutérium, grâce à un procédé relativement inoffensif pour l'environnement par rapport aux autres technologies énergétiques. On trouvera à l'annexe A ci-joint une description plus détaillée du processus de fusion.

La recherche internationale suit deux orientations parallèles. La première utilise des champs magnétiques pour confiner la réaction, et des techniques de chauffage externe pour atteindre les températures nécessaires. Les principales applications de cette méthode sont le Tokamak et le miroir magnétique. L'autre méthode, appelée confinement inertiel, est fondée sur la libération rapide d'énergie sur combustible de façon à provoquer la réaction avant que l'instabilité ne prenne de l'ampleur. Pour libérer rapidement l'énergie nécessaire au déclenchement de la réaction, la meilleure technique est celle du laser, mais on effectue actuellement des expériences également intéressantes avec des faisceaux d'électrons et d'ions. En outre, on s'affaire à la réalisation d'importants programmes technologiques visant certains objectifs particuliers, comme les propriétés des matériaux, la manipulation du tritium, les aimants supraconducteurs, les systèmes de chauffage par rayon neutre et par fréquence radio, etc.

On a enregistré des progrès constants dans les expériences de fusion contrôlée, et on s'attend à ce que les conditions de production nette d'énergie soient atteintes en 1982 dans des installations qui sont actuellement presque terminées. Par exemple, au cours d'une expérience réalisée à Princeton (New Jersey) pendant l'été 1978, on a atteint des températures dépassant 60 millions de degré, c'est-à-dire bien supérieures à la température nécessaire au déclenchement de la réaction de fusion. Il semble peu douteux que toutes les conditions nécessaires à la production d'énergie seront réunies au centre américain Tokamak Fusion Test Reactor (TFTR) qui doit commencer à fonctionner en 1981, ainsi que dans d'autres installations importantes actuellement en construction en Europe occidentale, en Union Soviétique et au Japon.

Les problèmes du confinement et du chauffage étant pratiquement résolus dans les installations construites actuellement, le centre d'intérêt du programme international de fusion passe maintenant de la recherche à la technique et à la technologie. Les spécialistes internationaux ont récemment cherché à coopérer de façon à parvenir à la phase productive du programme de fusion plus rapidement que ne le permettrait la réalisation des différents programmes nationaux. Un groupe de représentants des États-Unis, de l'Union soviétique, du Japon et de l'Euratom, placé sous les auspices de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), a réalisé une étude préliminaire visant à la création d'un centre de recherche devant entrer en service à la fin des années 80, et dans lequel seront étudiés les problèmes techniques que pose la production d'énergie à des fins commerciales à partir de la fusion. Ce centre international Tokamak (INTOR) s'intéressera aux technologies de production d'énergie et expérimentera également la production d'électricité à partir de la fusion. Il est presque certain que les États-Unis procéderont à la construction d'un centre analogue sur leur territoire si l'on ne peut parvenir à un accord international concernant l'INTOR. Les États-Unis ont déjà un deuxième groupe d'étude indépendant, de même



importance que l'équipe américaine de l'INTOR, et qui travaille à la création de nouvelles installations de production d'énergie par fusion appelées Engineering Test Facility (ETF).

En résumé, la recherche et le développement sur la fusion vont bon train dans les nations technologiquement avancées. Dans ces pays, les budgets consacrés à la recherche et au développement sur la fusion ont pris de l'importance par rapport au budget consacré à la fission: aux États-Unis et au Japon, cette proportion est supérieure à 25%, elle est d'environ 10% pour la Communauté économique européenne et de 11% en Grande-Bretagne. Ces nations considèrent de plus en plus la fusion comme une solution permanente possible aux problèmes d'approvisionnement en énergie.

#### PROGRAMME NATIONAL DE FUSION POUR LE CANADA

Le Canada est la seule grande nation industrialisée qui n'ait pas de programme sérieux de fusion. Bien que le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) ait effectué d'importantes recherches sur la physique des lasers appliquée au confinement inertiel, et que le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie (CRSNG) finance les travaux d'un certain nombre de groupes universitaires spécialisés dans le cadre de son programme de subventions stratégiques, l'effort canadien dans son ensemble est faible et désordonné; le Canada ne dispose pas des installations nécessaires, et il devrait coordonner ses travaux par rapport à ceux de la communauté internationale. Le budget fédéral annuel du programme national de fusion, qui atteint actuellement \$260,000, est incapable d'apporter le moindre avantage au Canada; il est inférieur aux fonds consacrés à ces recherches par les services provinciaux d'utilité publique, dont le plus actif est l'Hydro-Québec.

Compte tenu des rapides progrès réalisés dans ce domaine à l'échelle mondiale, il importe que le Canada se constitue une base technologique suffisante pour prendre des décisions éclairées concernant le rôle de la fusion face aux besoins canadiens. En outre, il est essentiel que l'industrie canadienne soit en mesure de satisfaire au moins une partie des besoins futurs du pays en matériel de fusion et si possible, d'intervenir sur le marché mondial pour la fourniture de certains sous-systèmes et équipements auxiliaire spécialisé. C'est là un projet à long terme qui ne pourra se réaliser du jour au lendemain.

La situation actuelle présente un caractère d'urgence; les progrès s'accroissent dans la recherche internationale sur la fusion, alors que le Canada, dépourvu de tout programme sérieux de fusion, a encore bien des choses à apprendre dans ce domaine. Lorsque le Canada sollicite son adhésion au Conseil international de recherche sur la fusion (CIRF), dont l'Australie fait partie, on lui a répondu que seuls les pays dotés d'un programme important sur la fusion étaient acceptés au sein du Conseil. En outre, des mesures de sécurité commerciale ont été mises en place ces derniers mois dans certains grands centres américains d'étude de la fusion, ce qui rend plus difficile l'accès à l'information. Enfin, un certain nombre de scientifiques canadiens ont été séduits par des programmes réalisés dans d'autres pays, et le Canada a donc dû renoncer définitivement à leurs services. Dans l'immédiat, les possibilités de collaboration internationale existent, mais une fois franchi le seuil critique de production nette d'énergie, elles disparaîtront pour les nations qui ne disposeront pas d'un programme crédible de fusion.

L'objectif immédiat du Canada doit être la création d'un programme national mettant en valeur le potentiel technologique, scientifique et industriel du pays, et qui lui permettraient d'accéder aux connaissances et aux technologies sur l'énergie de la fusion développées par les autres nations, et d'en tirer profit.

La réalisation de cet objectif nécessite:

- a) l'intervention du gouvernement fédéral dans le financement et la création du programme,
- b) un effort coordonné du fédéral et des provinces pour obtenir la participation des laboratoires fédéraux et provinciaux, et surtout des services d'utilité publiques et des industries canadiennes,
- c) la concentration des efforts sur certains domaines, afin d'assurer et de maintenir la crédibilité du Canada sur la scène internationale dans les secteurs scientifiques et techniques par une contribution du pays à l'enrichissement des connaissances mondiales dans ces domaines,
- d) une collaboration étroite avec d'autres pays, notamment sur des projets importants, et
- e) une stratégie susceptible d'assurer la disponibilité d'une main-d'œuvre suffisante et convenablement formée pour répondre aux besoins du programme canadien.

## RECOMMANDATIONS

Pour formuler les recommandations suivantes, on est parti de l'hypothèse que le gouvernement fédéral prendrait les dispositions qui s'imposent afin de mettre en place un programme national de fusion, et qu'il concluerait les accords nécessaires avec les provinces intéressées. Les recommandations concernent les sujets suivants:

### 1. Mise en valeur du potentiel national

Pour qu'un programme national de fusion soit crédible sur la scène internationale, l'attention devra pouvoir se centrer sur d'importants projets bien coordonnés disposant d'installations appropriées. Comme il existe plusieurs méthodes de développement de l'énergie de la fusion, nous recommandons un programme consacré à trois domaines, à savoir:

- a) Le confinement inertiel—création d'un centre national de fusion au laser au gaz carbonique en utilisant les connaissances acquises en matière de laser par le CNRC. L'industrie canadienne jouit d'une grande réputation internationale dans le domaine des lasers au gaz carbonique, et ce domaine devrait donc attirer les industries concernées. La structure de ce centre de recherches devrait susciter une forte participation de la part des scientifiques et des ingénieurs du gouvernement, des universités et du secteur industriel. Il devrait absolument disposer d'installations adéquates comprenant un système de laser plus puissant que ceux qui existent actuellement au Canada. Ce centre fait actuellement l'objet d'une étude. Deux institutions provinciales ont manifesté le désir de l'accueillir, et il se pourrait que certaines provinces accordent une aide financière à sa construction.
- b) Le confinement magnétique—Création d'un centre de fusion Tokamak à l'IREQ (Hydro-Québec) de Varennes, qui serait utilisé à l'échelle nationale. Ce centre étudierait les problèmes technologiques causés par les futures installations Tokamak, notamment le fonctionnement prolongé et l'intégration au réseau électrique. Une étude de conception fondée sur une nouvelle méthode de fonctionnement par impulsions brèves et rapides simulant le confinement magnétique est en cours de réalisation. Ces principes pourraient être appliqués par le Canada dans l'avenir immédiat, ce qui lui permettrait de faire son entrée sur la scène internationale des techniques de fusion. L'Hydro-Québec apporte actuellement une forte contribution à cette étude de conception.
- c) Les technologies choisies—spécialisation dans certaines technologies appliquées aux systèmes exploitant l'énergie de la fusion. On effectue actuellement une étude pour évaluer les possibilités de spécialisation dans les techniques appliquées aux systèmes exploitant l'énergie de la fusion et pour en choisir une ou deux. Ces options devront mettre à contribution les spécialistes canadiens, apporter un soutien technique aux installations de confinement évoquées ci-dessus, et servir de support à la collaboration internationale. La production et la manutention du combustible de fusion, qui a attiré l'attention des spécialistes américains, pourrait constituer l'un de ces domaines de spécialisation et mettre à contribution des experts canadiens réputés.

### 2. La collaboration internationale

Un effort particulier s'impose dans le domaine de la collaboration internationale afin que des Canadiens puissent recevoir une formation dans les meilleures installations du monde. Le Canada pourra ainsi accéder à la technologie de pointe sur l'énergie de fusion à un coût minimal. Les accords internationaux devront comprendre:

- a) un programme structuré prévoyant la participation de spécialistes scientifiques et techniques canadiens à de grands projets entrepris à l'étranger, comme le Tokamak Fusion Test Reactor (TFTR), le Tritium Systems Test Assembly (TSTA), le projet conjoint Tokamak européen, etc. Ce programme devrait rapidement s'étendre à une vingtaine de personnes chaque année. Actuellement, le Canada prête deux scientifiques pour un an dans le cadre d'accords de ce genre. En fait, bien que le Canada soit signataire d'un accord international de l'Agence internationale de l'énergie pour le Technology Torus Project (TEXTOR), il n'a pu respecter ses engagements: il a délégué un scientifique, alors qu'il s'était engagé à en déléguer deux ou trois chaque année, et ceci malgré le désir de plusieurs scientifiques canadiens de participer au projet;
- b) des accords officiels d'échange bilatéral impliquant les principaux centres du programme canadien et des centres étrangers comme le centre américain du laser à Rochester, le laboratoire de physique du plasma de Princeton, etc.;

- c) la manifestation, auprès de l'AIEA et des États-Unis, de l'intérêt du Canada pour l'implantation au Canada du centre international INTOR et la réalisation des études nécessaires pour déterminer les avantages et les coûts éventuels de cette implantation, ainsi que les mesures à prendre pour appuyer la candidature du Canada. Le projet INTOR offre au Canada la possibilité d'affirmer sa présence dans le domaine technologique à l'échelle mondiale et de prendre en charge la réglementation applicable à l'avenir aux centrales utilisant la fusion. Si des événements internationaux risquent de retarder le programme INTOR, le Canada devrait envisager avec les États-Unis de jouer un rôle dans le programme américain Engineering Test Facility (ETF).

Il reste que le programme de collaboration internationale ne sera crédible et efficace que s'il est entrepris simultanément à la mise en valeur du potentiel national. Si les scientifiques et les ingénieurs étrangers n'ont aucun programme canadien à considérer, ils refuseront vraisemblablement toute collaboration.

### 3. Formation de main-d'œuvre

Pour assurer une main-d'œuvre répondant aux besoins du programme canadien il faut:

- a) améliorer le soutien financier accordé par le CRSNG aux universités pour les projets concernant la fusion, et
- b) assurer une participation active des universités à la recherche fondamentale et au développement relatifs au programme national de la fusion du Canada, et les inciter à collaborer avec le gouvernement et l'industrie au Canada et à l'étranger.

### 4. Budget

Le budget recommandé pour un programme minimal visant les objectifs présentés ci-dessus apparaît au tableau 1.

La première colonne représente les fonds fédéraux nécessaires au programme national de la fusion. On y trouve également la proposition de budget interne au CNRC pour le groupe d'étude de la fusion par laser.

Dans les prévisions, on a supposé que les fonds fédéraux destinés au programme national de la fusion auront un effet stimulant sur les contributions provenant d'autres sources, principalement des gouvernements provinciaux et des services d'utilité publique, dans le cadre des accords fédéraux-provinciaux dans des domaines particuliers. On suppose que le montant total accordé par ces autres sources de financement sera équivalent aux capitaux nécessaires, selon les prévisions, aux principales installations (\$18 millions pour la fusion par laser, \$15 millions pour le confinement magnétique et \$8 millions pour la technologie), mais il n'est pas indispensable que ces fonds soient consacrés à des dépenses en capital. Il n'y a pas encore eu de consultation avec les instances non fédérales susceptibles de contribuer au financement, et aucun engagement n'a été pris. En cas d'impossibilité d'obtenir ces fonds supplémentaires dans l'un des trois domaines choisis, on serait obligé de reconsidérer cette partie du programme national.

L'ensemble du programme comprend la réalisation des trois principaux objectifs sur une période de 5 ans (de 1980 à 1984) et un fonctionnement régulier pendant les trois années suivantes à un niveau annuel constant de financement de \$7 millions pour la fusion au laser, de \$6 millions pour le confinement magnétique et de \$4 millions pour la technologie.

La participation active des services d'utilité publique et de l'industrie à la préparation et à l'exécution du programme est indispensable.

Pour rassembler la main-d'œuvre chargée de la réalisation de ce programme, on fera appel à l'actuelle communauté technique et scientifique du Canada, ainsi qu'aux nouveaux diplômés arrivant sur le marché du travail. Ce programme offrira une occasion unique de rapatrier un certain nombre de canadiens qui travaillent actuellement dans des laboratoires étrangers de fusion.



TABLEAU 1—BUDGET MINIMAL RECOMMANDÉ POUR LE PROGRAMME NATIONAL CANADIEN DE FUSION

(Toutes les unités sont en millions de dollars canadiens de 1979)

ANNÉE FINANCIÈRE	79/80	80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88
• Fonds fédéraux consentis au Programme national de fusion	0.3	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	12.0	12.0	12.0
• Budget interne du CNRC consacré au groupe de recherche sur la fusion au laser	0.9	1.2	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
• Total des fonds fédéraux	1.2	4.2	7.5	11.0	14.0	17.0	14.0	14.0	14.0
• Autres sources de fonds pour le Programme national de fusion*	0.7	1.8	6.5	12.0	14.0	8.0	3.0	3.0	3.0
• TOTAL	1.9	6.0	14.0	23.0	28.0	25.0	17.0	17.0	17.0

\* gouvernements provinciaux, services d'utilité publique, sources étrangères, etc.

5. Mise en œuvre du programme

Étant donné que plusieurs études détaillées concernant certains éléments du programme national de fusion seront terminées dans un proche avenir, il est essentiel d'assurer la continuité entre ces recherches et la phase de mise en œuvre. Celle-ci se déroulera selon les étapes suivantes:

I) approbation du budget du programme national fédéral de fusion pour l'année financière 1980-1981;

II) engagements pour la poursuite du programme après 1981;

III) détermination des intérêts provinciaux et négociations de la participation des provinces au programme national.

6. Coordination

Grâce à son rôle d'organisme directeur, le Conseil national de recherches du Canada fournit déjà les mécanismes permettant de coordonner le programme national. Il faudrait y ajouter un dispositif d'implication plus officielle des provinces. Le Conseil consultatif sur la recherche en matière de fusion est disposé à intervenir dans la mesure du possible pour poursuivre cette coordination.

ANNEXE AEXPOSÉ SOMMAIRE DU PRINCIPE DE LA FUSION

La fusion est la réunion de deux noyaux d'éléments légers pour former un élément plus lourd. Une légère diminution de la masse totale du système se traduit par la libération d'une grande quantité d'énergie ( $E = mc^2$ , m correspondant à la masse détruite, et c à la vitesse de la lumière). La réaction qui nous intéresse présentement implique la fusion de deutérium (D) et de tritium (T), deux isotopes de l'hydrogène, pour former un atome d'hélium et un neutron. Il se pourrait, par la suite, que l'on démontre la possibilité d'utiliser la fusion de deux atomes de deutérium comme source d'énergie.

Un certain nombre de problèmes technologiques devront être résolus avant que la fusion ne devienne effectivement une source d'énergie. Il faut une température supérieure à 50,000,000°C pour surmonter les forces de répulsions des noyaux chargés de deutérium et de tritium. Les réactifs doivent de ce fait être confinés pour éviter

tout contact avec les parois du récipient. Les problèmes que comporte l'élévation de la température à des degrés aussi extrêmes, le confinement des réactifs et la mise au point de matériaux adaptés pour la construction des centrales constituent autant d'objectifs pour les travaux de recherche et de développement.

On a proposé plusieurs méthodes pour empêcher le contact entre les réactifs et les parois du récipient. Les deux possibilités les plus prometteuses à l'heure actuelle sont le confinement magnétique et le confinement inertiel. A la température extrême nécessaire à la fusion, les réactifs se présentent sous forme de particules chargés («plasma»), et non sous forme d'atomes neutres, si bien qu'en principe, on peut réaliser leur confinement par des champs magnétiques orientés de façon appropriée. Différents types de dispositifs de confinement magnétique ont déjà été mis au point, mais le plus important effort de recherche entrepris actuellement concerne les machines toroïdales. Le confinement inertiel utilise des lasers ou des faisceaux d'électrons ou d'ions pour libérer une grande quantité d'énergie, par impulsions très brèves, sur un granule de matière fusible. L'émission de l'énergie nécessaire doit être suffisamment brève pour que la réaction de fusion se produise avant que le granule ne se détende sous l'effet de la forte augmentation de chaleur.

Le deutérium est une matière stable que l'on trouve dans une proportion d'environ une partie pour 7,000 dans l'hydrogène ordinaire. Son oxyde, appelé eau lourde, ou  $D_2O$ , est produit en grandes quantités au Canada. Le tritium n'existe pas à l'état naturel. Une centrale de fusion produirait son propre tritium par la capture des neutrons de la fusion dans du lithium. Il faut un atome de lithium pour chaque atome de tritium, si bien que la réaction de fusion entre le deutérium et le tritium nécessite une quantité proportionnelle de lithium. Cette substance suffisamment abondante pour répondre aux besoins en combustible de la planète pendant plusieurs centaines d'années.

Dans les premières centrales de fusion, les seuls combustibles seront le deutérium et le lithium. Il n'y aura pas de produits de fusion, la seule matière radioactive intervenant dans le cycle étant le tritium. Bien que les matériaux de la centrale proprement dite deviendront radioactifs, aucun problème particulier ne devrait se présenter pendant le fonctionnement normal. Ces centrales fonctionneront en absorbant l'énergie émise sous forme de radiation par le plasma dans une «couverture» entourant la région où se produit la réaction. Cette couverture servira à chauffer un fluide alimentant une turbine à gaz, qui fera elle-même fonctionner une génératrice électrique.

Dans l'exploitation de la fusion, comme il faut investir de l'énergie pour maintenir la réaction, il n'y a aucune possibilité de réaction en chaîne, étant donné que tout changement par rapport au mode normal de fonctionnement aurait tendance à faire cesser le processus.

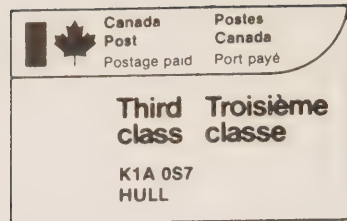
On pourrait, à très long terme, utiliser des cycles avancés de combustible dans lesquels l'énergie est créée entièrement sous forme de particules chargées ne dégageant aucune radioactivité, qui pourraient être converties directement en électricité, avec un rendement de l'ordre de 90 p. 100.

---









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

---

## WITNESSES—TÉMOINS

From National Research Council Canada:

*On Wind Energy:*

Dr. G. M. Lindberg, Director, National Aeronautical  
Establishment;  
Mr. M. S. Chappell, Task Coordinator, Renewable Energy;  
Mr. R. J. Templin, Laboratory Head, Low Speed  
Aerodynamics.

*On Fusion Energy:*

Dr. P. A. Readhead, Director, Division of Physics.

Du Conseil national de recherches Canada:

*Sur l'énergie éolienne:*

M. G. M. Lindberg, directeur, Établissement aéronautique  
national;  
M. M. S. Chappell, coordonnateur, Énergie renouvelable;  
M. R. J. Templin, chef de laboratoire, Aérodynamique des  
faibles vitesses.

*Sur l'énergie de fusion:*

M. P. A. Redhead, directeur, Division de physique.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 3

Tuesday, July 8, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 3

Le mardi 8 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

# Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

# Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement du pétrole

WITNESSES:

See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980



SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JULY 8, 1980  
(6)

## [Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3.33 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager and Mr. John Graham, Committee Researcher.

*Witnesses: From National Research Council Canada:* Dr. Ralph P. Overend, Biomass Program Manager; Mr. C. Ross Silversides, Forestry Biomass Specialist.

Dr. Overend made an opening statement and, with the witness, answered questions.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the document entitled "Briefing on Biomass Energy Potentials", presented by Dr. R. P. Overend, be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendix "AEEA-4"*).

Agreed,—That the Committee resolve itself into an "In Camera" meeting.

At 6.10 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 8 JUILLET 1980  
(6)

## [Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 15 h 33 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, chef et directeur des projets touchant les comités et M. John Graham, chercheur pour les comités.

*Témoins: Du Conseil national de recherches du Canada:* M. Ralph P. Overend, directeur du programme de la biomasse; M. C. Ross Silversides, spécialiste de la biomasse forestière.

M. Overend fait une déclaration préliminaire et avec l'autre témoin, répond aux questions.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu—Que le document intitulé «Mémoire sur le potentiel de l'énergie organo-massique (biomasse)», présenté par M. R. P. Overend, soit imprimé en appendice au procès-verbal et aux témoignages de ce jour. (*Voir Appendice «AEEA-4»*).

Il est convenu—Que le Comité se réunisse à huis clos.

A 18 h 10, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

*(Recorded by Electronic Apparatus)*

Tuesday, July 8, 1980

• 1536

*[Text]*

**The Chairman:** I see a quorum. Ladies and gentlemen, I will now call this meeting to order. We have with us today Dr. R. P. Overend, representing the National Research Council, and he has two persons with him.

Before calling on you, Dr. Overend, to begin, I would like to ask the members if they would be available on Thursday at about noon in my office for another meeting to discuss certain housekeeping projects in regard to our committee—and we would not have to take up the time of the committee this afternoon while we have witnesses before us—as well as to discuss the future scheduling of our meetings. Would there be a general agreement to have a short meeting at 12 noon Thursday? That is three, and with me it is four. That is fine. Then 12 noon in my office and we will make sure that the other members know about it.

I wish to apologize once again for the set-up in this room. We thought we had it solved but, unfortunately, our request did not go through the proper channels, I imagine. Please accept my regrets. Mr. Normand, our Clerk, will be looking into this first thing tomorrow morning to see that tomorrow afternoon's meeting will be in more businesslike surroundings.

Dr. Overend, I would now like to call upon you to give us your presentation. Perhaps you could begin by introducing, for the benefit of the members of the committee, the two persons accompanying you. We are very anxious to hear your statement on biomass energy. Welcome to the committee.

**Mr. R. P. Overend (Program Convenor, Biomass Energy, National Research Council):** Thank you very much, Mr. Chairman.

• 1540

Technical trouble—no evidence on tape.

• 1545

**The Chairman:** Dr. Overend, we will start once more from the top. I am sorry but you seem to have a lot of energy so we will ask you to start over again.

**Mr. Overend:** Okay. I was trying to make the point that man has heated himself and fed himself and clothed himself from the biomass resources that are around us and have been around us for a long time and it is rather amazing that after a period of fossil fuel usage which has divorced us from the environment we are now looking again to the natural environment as a source of energy.

Biomass, as you can see from the slide on the wall, is a renewable resource because it is a form of solar energy. At the top left of the diagram, photosynthesis occurs when solar energy hits the living plant and it takes in carbon dioxide and water, converts these to biomass, which is a fixed and stored form of solar energy and which we, for example, are looking at the gasification of to make a synthesis gas, to make perhaps a

## TÉMOIGNAGES

*(Enregistrement électronique)*

Le mardi 8 juillet 1980

*[Translation]*

**Le président:** Puisque nous avons le quorum, nous pouvons commencer, mesdames et messieurs. Nous accueillons aujourd'hui M. R. P. Overend du Conseil national des recherches qui est accompagné de deux personnes.

Avant de vous céder la parole, monsieur Overend, je vais demander aux membres du Comité s'ils seront disponibles jeudi à 12 h 00 pour se réunir dans mon bureau afin de discuter de certaines questions internes concernant le Comité. Je ne veux pas gaspiller cette séance, car nous avons des témoins à entendre. Nous pourrions discuter plus tard également de l'échéancier futur de nos séances. Êtes-vous d'accord pour tenir une courte réunion à 12 h 00 jeudi? Vous serez trois, et avec moi cela fera quatre. Bon très bien. Nous nous reverrons donc dans mon bureau à 12 h 00 jeudi et nous ne manquerons pas de mettre les autres membres du Comité au courant.

Je m'excuse de nouveau de l'agencement de cette pièce, je croyais que la question était réglée mais malheureusement notre demande ne semble pas avoir été acheminée comme il le fallait. Veuillez accepter mes excuses. Le greffier, M. Normand, s'occupera dès demain matin de trouver pour la séance de demain après-midi un endroit un peu plus convenable.

Monsieur Overend, vous pouvez maintenant présenter votre exposé, mais auparavant veuillez présenter les deux personnes qui vous accompagnent aux membres du Comité. Nous attendons avec impatience votre exposé de la valeur énergétique de la biomasse. Soyez le bienvenu au Comité.

**M. R. P. Overend (Organisateur de programme, énergie de la biomasse, Conseil national des recherches):** Merci infiniment monsieur le président.

Problèmes techniques—enregistrement défectueux.

**Le président:** Monsieur Overend, nous reprenons à zéro. Veuillez nous excuser. Vous semblez avoir beaucoup d'énergie, aussi je vous demande de reprendre au début.

**M. Overend:** D'accord. J'expliquais que de tout temps, l'homme s'est chauffé, s'est nourri et s'est vêtu à partir des ressources de la biomasse qui l'entourent et l'a toujours entouré. Il est d'ailleurs assez surprenant qu'à la suite d'une période d'utilisation des combustibles fossiles qui nous a isolé de notre environnement, nous nous tournions à nouveau vers lui pour y trouver de nouvelles sources d'énergie.

Comme l'indique cette première diapositive, la biomasse est une ressource renouvelable puisqu'elle est une autre manifestation de l'énergie solaire. Comme vous le voyez en haut de la diapositive, il y a phénomène de photosynthèse chaque fois qu'il y a transmission de l'énergie solaire dans une plante vivante. Celle-ci transforme le gaz carbonique et l'eau qu'elle reçoit en biomasse, laquelle n'est qu'une forme déterminée et



## [Texte]

liquid fuel, such as methanol, which we can then store and use it well in our vehicles and our industries. And of course the cycle is completed because combustion returns carbon dioxide and water vapour back to the atmosphere. So the chain of photosynthesis.

In actual fact—Slide 2—the efficiency of photosynthesis is very low. If you look at the diagram on the wall, if you start with the solar energy as 100 per cent, only about 45 per cent of the solar spectrum is suitable for photosynthesis. A certain percentage of that is reflected off the leaf and lost. Only 35 per cent enters the plant. The plant cell mechanisms converting sunlight into stored compounds mean that in the end only about 9 per cent of the sunlight appears as energy or as stored energy, and even then the tale is not yet finished because when the sun sets the plant respire; it uses some of its own fuel to support itself during the night. So the theoretical plant, and I must stress this is a theoretical plant, would fix at best five per cent of the sun's energy and store it. If you now take into account that the growing season in Canada is relatively short, not all of the land surface is covered by leaf, then the efficiency of storage of solar energy is somewhere less than 1 per cent. It might even be .1 per cent. We are compensated, of course, by having an awful lot of biomass and an awful lot of land area.

And that is a question I would like to address next. When we talk of fossil fuels, they are very dense. For example, to provide roughly one quarter of our fossil fuel needs, that is to say, oil, gas and coal usage, we would need roughly half a square kilometre of oil fields or maybe four and a half square kilometres of oil sands every year. If we now look down to the renewable energy sources, we find that to provide that amount of energy from the forests you need at least 1,000 square kilometres to be harvested every year. In other words, biomass involves very large impacts on large areas of land. With such a knowledge of this large impact on large areas, the question has been asked, and it is raised very frequently, whether or not there is energy out, if you go and harvest biomass are you ahead, have you in fact got more back than you had to put in in the form of tillage, planting trees, fertilizer, pesticides, herbicides? This diagram, drawn from many sources, shows the energy out from different agricultural and forestry systems relative to the amount of energy that has to be put in. Subsistence crops on the diagram represent the art of slash-and-burn agriculture practised by the Indians here before we arrived and practised today in Papua and New Guinea. The only input is human energy, they fell the trees, burn them and harvest the material that grows in between the roots that they could not remove. Surprisingly, our extensive forestry system has the same gain in energy. If you then look to more intensive systems, growing crops such as corn and wheat, the energy out to energy in drops dramatically from figures like 20 to 1 to only 6 to 1 and maybe 3 to 1 and, of course, if you look at the

## [Traduction]

entreposée de l'énergie solaire. La biomasse peut donc servir à la gazéification d'un solide, à l'obtention d'un gaz de synthèse ou encore d'un combustible liquide comme le méthanol, qu'il est ensuite possible de stocker et d'utiliser comme combustible dans nos véhicules et dans nos usines. Le cycle est alors terminé puisque la combustion s'accompagne de dégagement de gaz carbonique et de vapeur d'eau, qui sont réintégrés dans l'atmosphère. C'est ainsi que se déroule le phénomène de la photosynthèse.

En réalité, comme l'explique la deuxième diapositive, l'efficacité de la photosynthèse est très faible. Seul un pourcentage de 40 p. 100 d'un rayonnement solaire équivaut à 100 p. 100 entre dans le processus de la photosynthèse. Un certain pourcentage de ce rayonnement est réfracté par les feuilles, et par conséquent, est perdu. La plante ne reçoit donc qu'environ 35 p. 100 du rayonnement solaire. Si l'on tient compte des mécanismes cellulaires de la plante qui transforme et emmagasine la lumière solaire, cela signifie que 9 p. 100 seulement du rayonnement solaire peuvent être considérés comme de l'énergie stockée. L'histoire ne s'arrête pas là, car la plante continue de respirer après le coucher du soleil. Pour ce faire, elle doit puiser dans ses propres ressources d'énergie. Dans le meilleur des cas, et en théorie seulement, une plante pourrait fixer en emmagasiner 5 p. 100 de l'énergie lui venant du soleil. Si l'on tient compte qu'au Canada, les plantes poussent pendant une saison relativement courte et que toute la surface du pays n'est pas couverte d'essences feuillues, alors l'efficacité de l'emmagasinement de l'énergie solaire est quelques peu moins que un p. cent. Ce pourcentage n'est peut-être même que de .1 p. 100. Cet état de choses est bien sûr compensé par le fait que nous disposons d'un volume considérable de biomasse et d'une immense superficie de terres.

C'est précisément une des questions que je veux aborder. Les combustibles fossiles se caractérisent par leur densité. Par exemple, une nappe pétrolière d'environ un demi kilomètre carré ou bien un gisement de sables bitumineux couvrant quatre kilomètres carrés et demi pourrait suffire à répondre approximativement au quart de nos besoins annuels en combustibles fossiles, c'est-à-dire en pétrole, en gaz et en charbon. Pour obtenir le même résultat en recourant à des sources d'énergie renouvelables, nous serions obligés de déboiser chaque année 1,000 kilomètres carrés de forêt. En d'autres termes, l'utilisation de la biomasse a des répercussions considérables sur des superficies énormes. Dans de telles conditions, on nous demande souvent si on ne retire pas de la biomasse moins d'énergie qu'on en consacre à sa mise en valeur, étant donné qu'il faut labourer la terre, planter des arbres, utiliser des engrais, des pesticides, des herbicides etc. Ce diagramme, établi à partir de diverses sources, indique quelle est la quantité d'énergie produite par différents systèmes agricoles et forestiers par rapport à leur consommation énergétique. Le diagramme suivant fait mention des cultures vivrières pour lesquelles les Indiens pratiquaient l'écobuage avant la colonisation. Ces techniques sont encore utilisées aujourd'hui en Papouasie et en Nouvelle-Guinée. L'énergie humaine représente le seul apport: il coupe des arbres, les brûle et récolte ce qu'ils peuvent enlever de ce qui pousse entre les racines. Ce qui est surprenant, c'est que tout notre système forestier connaît le même gain en énergie. Si vous étudiez les systèmes plus intensifs, comme par exemple la culture de certaines plantes

## [Text]

conversion of corn or grain into protein, the efficiency drops very dramatically. And although I am not recommending burning chickens, you have to appreciate that milk, egg and meat production is an energy loser.

## • 1550

We have been examining for some time the biomass potential in Canada and effectively we have been looking at possibilities shown on the next slide. We have been looking at the resource base we have available to us, that is to say, the forests, mill residues in the industry associated with the forest, the residue associated with harvesting, maybe even harvesting trees themselves for energy. We have been looking at agriculture, field residues, such as straw, animal residues, manure, biogas and, again, looking at the potential of energy crops.

It is also possible to consider growing trees in plantations for energy and very far off, but something which is being considered in other countries, is the idea of mariculture, using the resources of the ocean to provide biomass. We have to examine how we will transport those biomass resources to processing plants. We have to look at the conversion technologies which will make those biological products suitable for our petroleum economy. After all, the wood-fired airplane will never happen. We have to make a fuel which is appropriate to that density of use.

We do not do a great of work in looking at the use of these petroleum-like products because, obviously, we know a lot about that. We concentrate on the first three columns of that diagram.

There are two major activities taking place at the moment in bioenergy in Canada. The first one is the FIRE Program, the Forest Industry Renewable Energy Program, which is a subsidy, if you like, to the forest industry to substitute for oil and gas usage by its own forest residues and its low residues. The other activity which I head is, in fact, technology assessment of the potential of bioenergy. This program has been under way now for three years and it is scheduled to run for two or more years into the future before we make any really concrete decisions about the over-all potential of biomass.

Biomass is still the raw material that goes into the forest and agricultural sectors and provides us with the fibre products and the foods that we require and, if we expressed all of that in energy terms, you will find that the total harvest of biomass is almost equivalent to the fossil fuel, the oil, the gas and coal used in Canada. Of course, the magnitude of that industry is shown by its economic contribution. The question we have to answer in our technology assessment is how much biomass is there available, where is it, what will it cost, at what risk to the environment and, of course, how can the raw material be converted into useful end products? And for the purposes of this discussion and, indeed, for the research problems, we separate the problem of the supply of biomass from the question of conversion. Loosely we define biomass produc-

## [Translation]

comme le maïs et le blé, l'énergie externe à l'énergie interne baisse de façon dramatique d'un rapport 20 à 1 à un rapport de 6 à 1 et peut-être même de 3 à 1 et évidemment dans la conversion du maïs ou des céréales en protéines, l'efficacité baisse sérieusement. Même si je ne recommande pas de brûler des poulets, vous conviendrez que la production du lait, des oeufs et de la viande est une perte d'énergie.

Nous étudions depuis un certain temps les possibilités de la biomasse au Canada et nous avons, en fait, étudié ces possibilités, qu'illustre la prochaine diapositive. Nous avons examiné la base des ressources dont nous disposons, c'est-à-dire les forêts, les déchets des usines dans l'industrie associée aux forêts, les résidus associés aux récoltes, même peut-être aux récoltes d'arbres pour obtenir de l'énergie. Nous avons également examiné l'agriculture, les résidus dans les champs, la paille, les déchets d'animaux, le fumier, le gaz tiré de la biomasse en cherchant les possibilités énergétiques de certaines récoltes.

Il est également possible de considérer des plantations d'arbres pour obtenir de l'énergie et dans l'avenir, c'est à l'étude dans d'autres pays, de songer à la mariculture, de se servir de ressources océaniques pour obtenir la biomasse. Nous avons examiné les façons de transporter ces ressources de biomasse aux usines de transformation. Nous avons maintenant envisagé des technologies de conversion qui permettront à notre économie du pétrole de se servir de ces produits biologiques. Après tout, nous ne verrons jamais d'avion se servir de bois comme carburant. Nous devons trouver un carburant conforme à la densité d'utilisation.

Nous n'avons pas beaucoup étudié l'utilisation de ces produits semblables au pétrole car il est évident que nous connaissons beaucoup sur le sujet. Nous nous concentrons surtout sur les trois premières colonnes du diagramme.

Dans le domaine de la bio-énergie au Canada il y a présentement des activités importantes. La première, le programme dit «FIRE», programme d'énergie renouvelable pour l'industrie forestière, une subvention si vous voulez à l'industrie forestière afin de remplacer l'utilisation du pétrole et du gaz par ses propres résidus des forêts, ses faibles résidus. L'autre activité que je préside est l'évaluation technologique du potentiel de bio-énergie. C'est un programme qui a débuté il y a trois ans maintenant, qui doit se poursuivre pendant deux ans ou même plus, avant que nous puissions prendre des décisions concrètes concernant le potentiel global de la biomasse.

La biomasse représente toujours la matière brute dans les forêts et dans les secteurs agricoles, elle nous donne les fibres et les aliments dont nous avons besoin. Si nous exprimons tout cela en termes énergétiques, vous verrez que la récolte globale de la biomasse est presque équivalente au combustible fossile, au pétrole, au gaz et au charbon utilisés au Canada. L'amplitude de cette industrie est évidemment prouvée par sa contribution économique. Notre évaluation de la technologie, nous devons nous demander combien il y a de biomasse disponible, où elle se trouve, ce qu'elle coûte, quelles en sont les répercussions sur l'environnement et évidemment comment le matériel brut peut-il être converti en produits finis utiles? Aux fins de la discussion et des problèmes de recherches, nous séparons le problème de l'approvisionnement de la biomasse de la question



## [Texte]

tion, harvest and transportation up to the plant gate, the gate at which the conversion plant takes it in and converts it to a useful product.

May we have the next slide, please. Thank you.

If we look at the terrestrial biomass, we have a very extensive land area and a small population and, in fact, this combines to give us probably the greatest potential of all the countries in the world in satisfying our needs from bioenergy. The annual production of biomass is many times our own energy consumption. If we look at wherever biomass grows in Canada, we see that the productivity, the amount of biomass accumulated per unit area per year diminishes as you move from south to north, which might be expected as solar energy itself diminishes as you move from south to north. Fortunately, our population, our agriculture and our forests are in the most productive regions of our landmass, and in fact, one of quirks of biology is that our productivity is probably only a factor of 2 and not a factor of 3 less than that of tropical countries. The large-scale use of biomass will hinge on land availability.

• 1555

And if I can have the next slide, you can see the distributions of our terrain. Eight per cent is fresh water, 52 per cent of the land-mass constitutes wildlife, tundra and muskeg and has very low biological productivity. Only 6.8 per cent is agricultural land. Urban—the cities we live in, the road systems, occupy less than 1 per cent of the land area. The forest in the forms described there is productive with infrastructure. There are roads and mills there now. The forest that does not have roads and mills together comprises about one third of our landmass, and this I think should draw to your attention that forests represent our greatest potential in biomass.

Next slide, please. If we turn to agriculture for a moment, it may come as a surprise to the committee how little agricultural land we really have. If we use the Canada land inventory, it runs a series of classes, one, two, three, of crop production classes. Four, five and six grow forages for animals. In class 1, which is land which we can use without any restriction whatsoever—irrigation, any crop we wish to plant—we have very roughly 3.4 per cent of all agricultural land and less than half a per cent of the whole of Canada. The present use of land for agriculture is about 6.8 per cent. The maximum land area available looks as though it is 12.4 per cent. The expansion of the agricultural base will be into mainly categories three, four and five. This land could equally usefully be applied to forestry and indeed some of it is forested today.

If we move now from our resource base, which is very extensive, and think about how much there might be at what cost, we can draw a supply curve, which is illustrated in the

## [Traduction]

de conversion. Nous définissons de façon imprécise la production de la biomasse, la récolte et le transport à l'entrée de l'usine, là où l'usine de conversion prend sa production et la convertit en produits utiles.

La diapositive suivante s'il vous plaît. Je vous remercie.

Si nous examinons la biomasse terrestre, nous voyons qu'il y a une très grande superficie de la terre et peu de population. Cela nous donne en fait plus de possibilités que tous les pays au monde pour répondre à nos besoins en énergie tirée de la biomasse. La production annuelle de la biomasse est bien des fois notre consommation en énergie. Si nous étudions les zones où croît la biomasse au Canada, nous voyons que la productivité, c'est-à-dire le montant de biomasse qui s'accumule par région unitaire par année, diminue à mesure que l'on passe du sud au nord, phénomène auquel on est en droit de s'attendre, puisque l'énergie solaire, elle-même, diminue aussi en passant du sud au nord. Heureusement, notre population, notre agriculture et nos forêts se trouvent dans les régions les plus productives, notre continent et, à vrai dire, grâce à un caprice de la biologie, notre productivité est probablement seulement deux fois moindre plutôt que trois fois moindre de ce que serait celle de pays tropicaux. L'usage massif de la biomasse se fera en fonction des superficies disponibles.

Passant à la prochaine diapositive, vous voyez comment se partage la superficie de notre pays. Huit p. 100 en eau douce, 52 p. 100 de terres sauvages, tundras et marécages où la productivité biologique est très basse. Seulement 6.8 p. 100 de nos terres sont des terres agricoles. L'urbain, c'est-à-dire les villes où nous vivons, les réseaux routiers, tout cela prend moins de 1 p. 100 de la superficie totale des terres. La forêt, telle que nous voyons là, est productive pour peu qu'il y ait des infrastructures. Nous y trouvons maintenant des routes et des usines. La forêt où l'on ne trouve ni routes ni usines, compte pour un tiers de notre superficie et je crois devoir vous signaler ici que la forêt est notre atout le plus précieux, en ce qui concerne la biomasse.

Changement de diapositive, s'il vous plaît. Nous tournant vers l'agriculture, les membres du comité seront sans doute surpris de constater de combien peu de superficie nous disposons en vérité. Nous servant de l'inventaire canadien des terres, vous verrez qu'il existe trois classes respectives en ce qui concerne la production agricole. Les terres de classe 4, 5 et 6 ne servent qu'à la production de fourrages pour animaux. Pour ce qui est des fonds de terre de classe 1, c'est-à-dire des fonds de terre qui peuvent servir sans restriction aucune (irrigation, productions de toutes sortes) cela représente environ 3.4 p. 100 de toutes nos terres agricoles et moins de un demi p. 100 de toute la superficie du Canada. L'usage actuel de terres pour des fins agricoles est d'environ 6.8 p. 100. La superficie maximale disponible semble être d'environ 12.4 p. 100. L'expansion de l'agriculture se fera surtout dans les catégories 3, 4 et 5. On pourrait tout aussi bien se servir de ces terres pour développer la foresterie et il faut ajouter que certaines de ces terres servent déjà à cette fin.

Si nous passons maintenant de notre base de ressources, qui est assez large, pour nous demander combien nous pourrions disposer et à quel coût, nous pouvons dessiner la courbe de



## [Text]

next slide. The bottom axis is the cost and it has been given in dollars per oven dry tonne because that is what the field of biomass energy works with. Equally, the vertical scale is millions of oven dry tonnes of biomass availability.

I have drawn a line on the diagram indicating very approximately half a million barrels of oil per day equivalence. If we accept that you have to have a loss in converting that biomass into half a million barrels of oil per day, you move up to the little square which says \$20 a barrel. Very roughly, there is enough biomass availability in one form or another to satisfy half a million barrels a day production for less than \$20 a barrel, as a feedstock cost. That is before you spend any money on plant facilities or operation.

If you look at the resources that could be applied to that, you will see that there is municipal solid waste, which is a very thin amount at the bottom of the diagram; animal wastes are somewhat more, straw becomes available at about that price, and mill and forest residues are obviously available and extensive. There is a column there called surplus roundwood which may or may not be surplus. Early in the exploration of the amount of biomass which there was in Canada, a large tract of forest to the north of existing forest facilities was defined as surplus roundwood; that is to say, it is not harvested. Whether or not it is economically accessible is a question of some debate. And, of course, there is a very large potential if we use some of that agricultural land in energy plantations.

## • 1600

Now, we turn our attention to the conversion technologies. We can see one or two very obvious features of the conversion technologies we have available. Some of them are available off the shelf. We can go out tomorrow and buy a hog fuel boiler, for example. If you look at the columns, the technologies available to us are, in fact, direct combustion which has a very low technical risk. It is obviously the basis of self-sufficiency for the forest industries and has a very sizeable market, we think, of around 300 petajoules by 1985.

The middle column of the diagram, the biomass value, is based on a loose economic analysis where the capital cost of the technology and the fuel that displaces are taken into account, and you see that direct combustion gives a very high value to the biomass.

Another example which gives a very high value to biomass is the remote community electricity generation, the second from last entry. Here in Canada we have a number of remote communities that burn diesel oil which is taken in by barge or even flown in. To provide electricity for these communities, generation costs are running between 15 and 20 cents per kilowatt hour. Many of these communities have either peat or

## [Translation]

l'offre que l'on trouve sur la prochaine diapositive. L'apsis, c'est-à-dire la coordonnée horizontale, se trouve être le coût exprimé en dollars par tonne métrique séchée au four, parce que c'est avec cette unité que l'on travaille dans le domaine de l'énergie et de la biomasse. Leur donnée, c'est-à-dire la ligne verticale, nous donne le nombre de millions de tonnes métriques de biomasse disponible, séchée au four.

J'ai tiré une ligne qui indique très approximativement une équivalence d'un demi million de barils de pétrole par jour. Si l'on accepte l'hypothèse qu'il y a une perte à convertir cette biomasse en un demi million de barils de pétrole par jour, il faut avancer jusqu'au petit carré où l'on voit 20 dollars le baril. Très approximativement, il y a suffisamment de biomasse disponible sous une forme ou une autre pour produire un demi million de barils par jour, pour moins de 20 dollars le baril basé sur ce que coûte alors le fourrage. Tout cela, avant même d'avoir investi un sou en installation ou en frais de production.

Si l'on se demande de quelle ressource l'on pourrait disposer, vous verrez qu'il y a les déchets solides des municipalités, cette toute petite quantité au bas du diagramme; il y a un peu plus de déchets animaux, de la paille est disponible à peu près à ce prix, et viennent ensuite les résidus des usines et forêts qui sont disponibles et en bonne quantité. Il y a ensuite la colonne intitulée «bois rond excédentaire» dont on ne sait vraiment s'il s'agit d'un excédent ou non. Quant à débuté l'étude de la biomasse au Canada, on a décidé qu'une immense superficie forestière au nord des forêts déjà exploitées représentait une quantité de bois rond excédentaire; c'est-à-dire du bois rond que l'on ne met pas en coupe. Que cette mise en coupe soit possible ou rentable, cela fait l'objet de bien des débats. Évidemment, il y a un énorme potentiel, si nous destinons une partie de nos terres agricoles aux plantations d'essences pouvant fournir de l'énergie.

Passons maintenant aux techniques de conversion. Nous pouvons voir un ou deux aspects très évidents des techniques de conversion que nous avons à notre disposition. Certaines s'achètent au magasin. Nous pouvons aller demain et acheter une chaudière à déchets de bois, par exemple. Si vous regardez les colonnes, vous constaterez que les techniques à notre disposition proviennent en fait de la combustion directe qui pose très peu de risques techniques. Il est évident que cela constitue la base de l'auto-suffisance pour l'industrie forestière et offre un marché considérable pouvant atteindre, croyons-nous, quelque 300 petajoules d'ici 1985.

Dans la colonne du milieu du diagramme, la valeur de la biomasse se fonde sur une analyse économique sommaire qui tient compte du coût en capital de la technique et du carburant remplacé; vous constaterez que la combustion directe donne une valeur très élevée à la biomasse.

Un autre exemple où l'on constate une valeur très élevée par rapport à la biomasse est la production d'électricité dans les localités éloignées, l'avant-dernière ligne. Ici au Canada, nous avons nombre de localités éloignées où l'on utilise le mazout, qui arrive par chaland ou par avion. Il en coûte entre 15 et 20 sous du kilowatt-heure pour produire de l'électricité dans ces localités. Or, dans nombre de ces localités, on trouve de la

## [Texte]

wood available to them and, obviously, if that was used it would have a very high value, so we can give a value of \$8.3 per gigajoule to it.

Conversely, if we look at the line for liquid fuel production, ethanol and methanol, the technologies are very capital intensive and the prevailing fuel price that it would displace means that the biomass would have quite a low value, yet that represents the major market into which biomass can expand.

If we can have the next slide, please. The FIRE program is associated with the existing forest industry. If we take the current roundwood harvest, and to make a unified flow of energy through the industry we convert it to an energy equivalent, we can see that of that energy equivalent, 1,053 units, something over one third of them turn up in pulp and paper products. Just under a third turn up as lumber, veneer and plywood. In between, roughly one third that is not a product, it occurs as residues within the industry; black liquor, the wood waste, the wood residues, some of which are used. And if you look closely at the top of the diagram for the industry, you will see that there is a large input of hydrocarbon fuels. The forest industries all told use somewhere around 7.5 per cent of all oil and gas in Canada, so they are a major target for substitution using their own residues, which is the basis of the FIRE program.

If we could have the next slide. We can see that the distribution of the wood wastes that will be addressed by the FIRE program are mainly in British Columbia, Quebec and Ontario. And you will note also from this diagram that already quite large fractions, close to 40 per cent, of the wood residue in the industry is being utilized to generate energy.

My colleagues and I have just finished an exercise where we have been looking at the impacts of trying to make the forest industries energy self-sufficient.

If I can have the next slide. We have taken a look at the combustion technologies, the wood supply and so on, and one of the points we would like to draw to your attention is that there are benefits in using those residues. If you look at the cost to Saudi Arabia of spending capital to produce one barrel of oil a day, they spend less than \$1,000. If you look at say the north slope of Alaska or offshore oil, you are talking of between \$10,000 and \$20,000 capital investment to provide one barrel of oil per day production.

If you look at Syncrude oilsands, you might even be talking as high as \$25,000 to \$35,000 per daily barrel.

If you now look at these combustion technologies, which are the subject of the FIRE program, or even the homely wood stove, you see that the investment required ranges between \$2,000 for daily barrel equivalent right up to \$30,000. The points on the graph are the wood-stove data, the round circles are sawmills under the FIRE program, and the triangles are the forest-industry large users—the pulp and paper industry. In general you can see that investments in wood-waste burning equipment are considerably cheaper than investments in buying new oil. It is a form of substitution, in other words. The

## [Traduction]

mousse ou du bois qui, utilisé, aurait un coefficient très élevé, une valeur de 8.3 dollars par gigajoule.

Inversement, si nous regardons à la ligne qui donne la production de combustibles liquides, éthanol et méthanol, il faut pour les mettre en valeur, une mise de fonds importante et le prix actuel du combustible qui le remplace signifie que la biomasse a une valeur faible; pourtant, c'est un secteur qui représente la meilleure chance d'expansion pour la biomasse.

La diapositive suivante, s'il vous plaît. Le programme IFER vise l'industrie forestière. Si nous tenons compte de la coupe actuelle de bois rond pour calculer un flot uniforme d'énergie dans toute l'industrie, si nous convertissons en équivalence, nous constatons que l'équivalence se chiffre à 1,053 unités, à raison d'un peu plus d'un tiers en pâte et papier. Un peu moins d'un tiers provient du bois, placages et contre-plaqués. Entre les deux formes, on retrouve non pas un produit, mais les résidus de l'industrie; liqueur noire, déchets de bois, résidus, certains étant utilisés. Si vous regardez de près le haut du diagramme, vous constaterez que l'industrie forestière utilise beaucoup d'hydro-carbures. Tous les représentants de ce secteur industriel nous ont affirmé utiliser environ 7.5 p. 100 de tout le pétrole et tout le gaz utilisés au Canada et donc ils constituent un sujet rêvé pour la substitution, utilisant leurs propres résidus, fondement même du programme de l'industrie forestière sur l'énergie renouvelable.

La diapositive suivante, s'il vous plaît. Nous constatons ici que le programme de l'industrie forestière sur l'énergie renouvelable vise surtout les déchets de bois en Colombie-Britannique, au Québec et en Ontario. Vous noterez également que déjà un pourcentage important, près de 40 p. 100 des résidus de bois de l'industrie sont utilisés pour produire de l'énergie.

Mes collègues et moi-même venons de terminer l'étude des conséquences si nous tentons de rendre l'industrie forestière auto-suffisante en énergie.

La diapositive suivante s'il vous plaît. Nous avons vu les technologies de combustion, l'approvisionnement en bois, etc., et nous allons maintenant attirer votre attention sur les avantages qu'on peut tirer de l'utilisation de ces résidus. Si vous regardez ce que cela coûte à l'Arabie saoudite pour produire un baril de pétrole par jour, c'est moins de \$1,000. La mise de fonds nécessaire pour produire du pétrole sur la côte nord de l'Alaska ou en mer atteint entre \$10,000 et \$20,000 pour produire un seul baril de pétrole par jour.

Dans le cas de Syncrude Oilsands, cela coûte peut-être même \$25,000 ou \$35,000 par baril-jour.

Si on regarde les moyens de combustion visés par le programme de l'industrie forestière sur l'énergie renouvelable, ou même le poêle à bois familial, on constate que les investissements nécessaires vont de \$2,000 à \$30,000 par baril-jour. Les points sur le tableau servent à indiquer les données sur les poêles à bois, les cercles représentent les scieries dans le cadre du programme de l'industrie forestière sur l'énergie renouvelable et les triangles représentent les grands usagers de l'industrie forestière, l'industrie des pâtes et papiers. En général, vous pouvez voir que cela coûte beaucoup moins cher pour se



## [Text]

hexagonal point is a recent study on a peat-burning power plant.

• 1605

If we move away now from the mill residues, we can look at the distribution of biomass that is already harvested. When a tree is felled in the forest, what is taken out is the central stem, the bole of the tree, which represents about 60 per cent of the total biomass. The present harvesting technology leaves behind the tops, the branches, and the roots. Technologies are available which will remove all of those, and in fact countries that are very short of fibre and fuel, such as Finland, are even prepared to go to the trouble of harvesting the roots. This means you can increase the biomass take associated with today's harvest in a significant fashion. As there are very few processes that can use the fibre locked up in the branches or the tops, it is a prime candidate as an energy supply.

So this is the exercise we did for the year 2000. We took the Forest Service data on the expected growth in pulp production, in the production of lumber, veneer, and plywood, taking into account the growth in the forest harvest, and we ran the forest harvest up about two per cent per annum between 1975 and 2000, which is the previous diagram of this shape. At this point we have reached probably just about the limit of the annual production of the Canadian forest for traditional fibre products. If at the same time we bring in the tops and the branches, you see there is the possibility that we can make the industry as a whole fossil fuel independent and at the same time a new product can become part of the industry, a fuel product such methanol. None of this is terribly far fetched, even though it is a projection into the future, as in northern Sweden this year the first oil-free pulp mill was opened using pulverized peat and wood as the fuels.

How do we get to the year 2000 from today? Everybody puts a lot of hope on research and development. I must admit I do too. But we have to realize that research and development is only part of a process that takes you from discovery, through research and development, to engineering demonstration, and then to the commercial plants. This diagram gives you an idea of the cost each year in providing a major energy technology. For example, the time between the discovery of the feasibility of nuclear energy just before the Second world war and today when we have large CANDU plants in operation, is 40 years. A similar spread in time is encompassed by the German work on the liquefaction of coal and the very large plants they are talking of putting in in the United States and the large plants they have in South Africa.

The role of our R&D program is, if you like, an engineering development on that diagram. We are looking at those processes which will shortly be demonstrated and hopefully be in place by the year 2000. As such, it is probably worth recogniz-

## [Translation]

procurer de l'équipement qui consomme des déchets de bois que pour acheter du pétrole. En d'autres termes, c'est une énergie de remplacement. Le point hexagonal indique une étude récente sur une centrale qui utilise la tourbe.

Ayant parlé des résidus des scieries, nous allons maintenant examiner la distribution de la biomasse qui est déjà disponible. Lorsqu'on abat un arbre dans la forêt, ce que l'on enlève, c'est le fût central, le tronc de l'arbre qui représente environ 60 p. 100 de la biomasse totale. La technique actuelle de coupe des arbres laisse en arrière la cime, les branches et les racines. Des techniques sont maintenant disponibles qui permettent d'enlever toutes ces autres parties et en fait dans les pays où il y a pénurie de fibres et de combustibles, comme en Finlande, on va même jusqu'à se donner la peine de ramasser les racines. Cela signifie que l'on peut augmenter de beaucoup la valeur de la biomasse reliée à la coupe du bois. Puisque les procédés sont rares qui permettent d'utiliser les fibres que renferment les branches ou les cimes, celles-ci constituent une source idéale d'énergie.

Ce sont là les calculs que nous avons effectués pour l'an 2000. Nous avons pris les données du service des forêts sur la croissance prévue de la production de la pâte, du bois, du placage, du contre-plaqué, nous avons tenu compte du taux de croissance de la coupe du bois que nous avons augmenté d'environ 2 p. 100 par année entre 1975 et 2000, le tout se trouvant sur le diagramme précédent. A notre époque, nous en sommes probablement arrivés à la production annuelle limite de fibres traditionnelles des forêts canadiennes. Si en même temps, nous pouvons utiliser les cimes et les branches, vous voyez qu'il est possible de rendre l'industrie tout à fait indépendante des combustibles fossiles tout en assurant à cette industrie un nouveau produit, un produit tel que le méthanol. Rien de tout cela n'est impossible bien que ce soit pour l'avner puisque dans le Nord de la Suède cette année, en inaugurerait la première scierie à utiliser de la tourbe pulvérisée et du bois plutôt que du pétrole.

Comment vivre en l'an 2000 aujourd'hui? Tous font confiance à la recherche et au développement. Je dois avouer que je fais la même chose, mais il faut bien se rendre compte que la recherche et le développement ne constituent qu'une partie du processus qui engendre les découvertes de la recherche et du développement aux démonstrations techniques et ensuite à la mise en valeur commerciale. Le diagramme que voici vous donne une idée de ce qu'il en coûte à chaque année pour mettre en valeur une technologie productrice de beaucoup d'énergie. Par exemple, il s'est écoulé 40 ans entre la découverte de la possibilité de produire de l'énergie nucléaire, juste avant la Deuxième Guerre Mondiale, et aujourd'hui, alors que nous avons des usines CANDU qui fonctionnent. On constate le même délai dans le cas du travail des Allemands sur la liquéfaction du charbon et les très grandes usines qu'on songe à installer aux États-Unis et celles qui existent déjà en Afrique du Sud.

Le rôle de notre programme de recherche et développement, comme on peut le voir sur ce diagramme, est un programme pour le perfectionnement de la technologie. Nous examinons les procédés dont on pourra bientôt faire une démonstration et qui



## [Texte]

ing that the sorts of technologies which will be here in the year 2000 are visible today as fairly substantial items. It is highly unlikely, for example, that a new bacteria, a new product invented in the laboratory, will be a full-scale industrial process by the year 2000. That does not mean to say it is not worth proceeding with, but it does mean you have to be realistic in your hopes of what can be obtained when.

On this slide I have tried to break out for you, taking into account the capital cost of the sort of technologies we have been looking at—and the capital-cost indicator I have used is the ratio of the cost to put in one barrel of oil per year equivalent to the value of a barrel of oil today. Obviously if that number is low—in the top column, less than one—it is a low capital-cost technology. If it is high, greater than four, it is a very expensive technology. I have tried to filter out the sort of technologies that we have been talking about and studying according to their relative accessibility. Obviously if they are available today things, like combustion, with a very low capital cost are going to happen and are happening under the FIRE program. Also, for example, at much greater cost, coal generation is happening in the pulp and paper industry.

## • 1610

Grain production to make ethanol turns out to be a fairly expensive process using today's technology but is obviously available; it is being done. Equally, burning wood to generate electricity is a very high capital cost technology but is available today.

If we look at the things that are in demonstration, we see that remote community electricity generation is being demonstrated now in Saskatchewan. We are looking at small-scale straw combustion for farm heating applications, again the demonstration is taking place now.

Wood has been demonstrated as a suitable source for producing ethanol. However its yield is very low and it is still a very capital intensive technology. Anaerobic digestion is being demonstrated by Agriculture Canada for on the farm but is an incredibly expensive technology.

If we go back now to the pilot type of work that we are doing, you see that I have drawn a column which is based on gasification with oxygen to make medium BTU gas. This is a technology which is growing very rapidly in several countries and it is the key to several technological developments. The first one—in order of increasing cost—is the use of that gas in a combine cycle to fire a gas turbine to make electricity and the exhaust from the gas turbine is used to generate steam to make further electricity. Also, if that gas is purified, it becomes a synthesis gas for the production of methanol, a liquid fuel. These are all at the pilot-plant stage today.

And then, of course, in the very highly experimental area we are looking at a lot of biotechnology projects where genetic engineering is used to devise specialized yeast and enzymes to work on lignocellulosic materials, our wood and straw

## [Traduction]

seront, nous l'espérons, en place en l'an 2000. Il faut d'ailleurs se rendre compte que les genres de techniques qui seront en place en l'an 2000 sont déjà prévisibles aujourd'hui. Il est fort peu probable qu'une nouvelle bactérie, qu'un nouveau produit de laboratoire, soient fabriqués sur une grande échelle par l'industrie en l'an 2000. Cela ne signifie pas qu'il ne faut pas poursuivre ces recherches-là, mais cela signifie qu'il faut s'en tenir à des espoir réalistes lorsqu'il s'agit de ce que nous pouvons faire et quand.

Sur cette diapositive, j'ai voulu tenir compte pour vous des mises de fonds nécessaires aux technologies que nous avons examinées. L'indicateur coût en capital que j'ai utilisé provient du coefficient du coût d'un baril de pétrole par année comparé à la valeur d'un baril de pétrole aujourd'hui. Il est évident que plus le chiffre est faible dans la colonne du haut—moins que un—it s'agit d'une technologie peu coûteuse. Si le chiffre est élevé, disons supérieur à 4, cela signifie que la technologie est très coûteuse. J'ai essayé de faire ressortir les techniques dont nous avons discuté afin de les étudier quant à leur accessibilité relative. Evidemment, si elles sont déjà disponibles, par exemple la combustion qui demande une très faible mise de fonds, elle seront encouragées, si elles ne le sont déjà, par le programme de l'industrie forestière sur l'énergie renouvelable. De plus, mais à des frais de beaucoup supérieurs, l'industrie des pâtes et papiers commence à utiliser la cogénération.

Produire de l'éthanol à partir de grains coûte très cher à l'heure actuelle, étant donné la technologie dont nous disposons, mais c'est tout de même une source disponible puisqu'on peut s'en servir. De la même façon, le bois qui brûle produit de l'électricité, mais bien que disponible, cette technique exige une mise de fonds considérable.

Il y a également des essais en cours, notamment en Saskatchewan, où une localité isolée produit de l'électricité. On est également en train d'expérimenter la combustion à petite échelle de paille dans le but de chauffer des exploitations agricoles.

On a constaté que le bois est une bonne source d'éthanol. Toutefois, comme son rendement est très faible, cette technique demeure fort coûteuse. Agriculture Canada fait des expériences en digestion anaérobie qui pourraient être utilisées par des exploitations agricoles. C'est toutefois une technique fort coûteuse.

Pour en revenir au projet pilote que nous avons, vous voyez que j'ai tracé une colonne pour la gazéification à l'oxygène de façon à en tirer du gaz dégageant une certaine moyenne de «BTU». Cette technique est de plus en plus utilisée par plusieurs pays, et elle est à l'origine de maintes nouveautés technologiques. La première par ordre croissant des coûts est la possibilité d'utiliser ce gaz dans un cycle combiné, afin de faire tourner une turbine à gaz qui produit de l'électricité. si ce gaz est raffiné, on en tire un gaz synthétique à partir duquel on produit du méthanol, un combustible ou carburant liquide. Voilà où en sont les projets pilotes.

Dans un autre domaine très expérimental, il y a tous les projets de biotechnologie génétique qui permettent de mettre au point de la levure et des enzymes spéciales qui servent à travailler des matériaux de cellulose ligneuse, c'est-à-dire le

*[Text]*

resource, to produce fuel molecules. We are also looking at new mechanical ways of hydrolyzing wood or, for example, looking at direct hydrogenation of wood to make a proto-oil.

If we look at this slide we realize that there are a number of different players: universities with long-range research, such as goes on at NRC's biology division, occupy the very experimental area; the pilot plant work is a combination of government and industrial effort; the demonstration work is a combination of industrial and, very often, provincial effort, particularly under the newly-created federal-provincial demonstration agreements, and, of course, the top line is straight-forward commercial activity by industries.

The program we have is currently spending funds at the rate of about \$7 million a year. The lion's share of that expenditure is taking place through the Canadian Forestry Service ENFOR program, roughly 70 per cent. The remainder of the expenditure is managed by the Canadian Department of Agriculture and by the National Research Council itself.

Over all the majority of the funds expended are expended by the contracting-out process through the Department of Supply and Services—something between 70 and 75 per cent is contracted out to industry, the research councils and universities. The balance of what we are doing is heavily weighted towards resource assessment, as you can see. We have been slow in getting underway on environmental effects but we are now starting to place a very heavy emphasis on the impacts, for example, of picking up harvest residues in forestry. We are taking part in more international activities which I will discuss in a moment, and the lion's share of the expenditure is on conversion technologies and techno-economic studies.

## • 1615

International activities, of which this is just one very brief summary presented recently by the European Common Market, are taking place mainly in Scandinavia, Europe and the United States as far as our major resource, wood and straw, is concerned. We participate in an International Energy Agency activity which is Forestry for Energy, where countries are looking at the development of machinery for harvesting forest residues and machinery for planting and harvesting energy plantations. Canada is a very strong participant in this collaboration, particularly through the Province of Ontario. Ontario has the great pre-eminence in the field of hybrid poplar developments for eastern Ontario and has provided the leadership for roughly 25 per cent of the International Energy Agency effort. Under the European Community you have seen that one of the high priorities in their program will be this gasification and production of methanol that I was discussing earlier, and the same is true in the United States; there is a large program in that area. It is very likely that there will be quite a lot of avenues for international collaboration in this area, particularly if ownership of intellectual rights can be accommodated.

Is there one more slide? That is it.

*[Translation]*

bois et la paille dont j'ai parlé, qui produit alors des molécules combustibles. Nous cherchons également de nouveaux moyens mécaniques d'hydrolyser le bois, par exemple pour faire du protopétrole à partir d'une hydrogénation directe du bois.

Sur cette diapositive-ci, vous voyez que les joueurs sont nombreux: les universités, qui font des recherches à long terme, par exemple dans la division de la biologie du Centre national de recherche, et qui œuvrent dans un domaine très expérimental; il y a les projets pilotes, menés conjointement par le gouvernement et les industries; il y a les expériences menées par l'industrie de concert avec les gouvernements provinciaux surtout grâce aux nouveaux accords fédéraux-provinciaux, sur les expériences, et bien entendu à la première ligne, l'activité commerciale directe des industries.

Dans le cadre de notre programme, nous dépensons actuellement environ 7 millions de dollars par an. La part du lion revient aux programmes ENFOR du service canadien des forêts qui reçoit près de 70 p. 100 du budget. Le reste est administré par le ministère de l'agriculture du gouvernement fédéral, et le Conseil national de recherche lui-même.

Dans l'ensemble, la majorité des dépenses vont aux contrats accordés à l'extérieur par l'entremise du ministère des Approvisionnements et Services. Cela correspond à 70 ou 75 p. 100 du budget et ces contrats sont accordés à l'industrie privée, aux conseils de recherche et aux universités. Le reste de nos activités servent surtout, comme vous pouvez le constater, à évaluer les ressources. Il nous a fallu pas mal de temps pour nous mettre à étudier les effets écologiques, mais nous insistons de plus en plus sur les répercussions que peuvent avoir par exemple le fait de ramasser les résidus de l'exploitation forestière. Nous avons de plus en plus d'activités internationales; j'y reviendrai dans un moment. Une grande proportion des fonds est consacrée aux techniques de conversion et aux études techno-économiques.

Voici un très bref résumé des activités internationales qu'a présenté récemment le Marché commun européen. Les pays plus actifs sont la Scandinavie, l'Europe et les États-Unis pour ce qui est des recherches concernant notre ressource principale, le bois et la paille. Nous participons à un projet de l'agence internationale de l'énergie, appelé «les forêts au service de l'énergie». Les pays participants essaient de mettre au point des machines destinées à ramasser les résidus forestiers de même qu'à ensemençer des plantations d'espèces énergétiques et à en faire la récolte. Le Canada y participe très activement, par le biais surtout du gouvernement de l'Ontario. Cette province est en tête pour la recherche sur un peuplier hybride dans l'est de l'Ontario et elle a été le chef de file de 25 p. 100 environ des travaux de l'Agence internationale de l'énergie. L'une des priorités du programme de la communauté européenne est la gazéification et la production de méthanol dont je vous ai parlé plus tôt. C'est la même chose aux États-Unis où il y a un important programme dans ce domaine. Il est fort probable que les occasions de collaboration internationale se multiplieront dans ce domaine, surtout si la question de la propriété des droits intellectuels est réglée.

Reste-t-il une diapositive? La voici.



**[Texte]**

The field of bioenergy in Canada has really just started to take off. There are now industries which are based on these new technologies. It is interesting that an awful lot of the inquiries for these industries are coming from the United States and other countries.

I think that brings me to one of the features of your information package. There is in there a copy of the conference which was mounted by the Biomass Energy Institute in Winnipeg. This institute was a pioneer in turning the word "biomass" into energy. It started about 1971 and has given Canada quite a high reputation in the area of biomass studies. I think it is a tribute to a lot of people that the program has got off the ground so fast as a result of its efforts.

Thank you very much.

**The Chairman:** Thank you, doctor, for a very interesting presentation.

I will now see any member who wishes to start off the questioning. Or does anyone else with you have further comments to make before we go to questioning?

**Mr. Overend:** No.

**The Chairman:** Okay. Mr. MacBain, followed by Mr. McCauley.

**Mr. MacBain:** Is there a big loss if a tree has been cut a long period of time, or a short period of time, rather than one that is just cut and used for the energy?

**Mr. Overend:** The development in time is rather interesting. The tree as it stands is roughly half water and we are looking at harvesting strategies which leave a tree for maybe a year in which we can lose the leaf material which contains most of the nutrient, lose quite a lot of the water and have a much denser product to take away. However, if you leave the tree until it rots then you have a biological combustion—the bacteria are doing what we want to do to the wood—so its density goes down and its energy content diminishes.

**Mr. MacBain:** I was thinking, after a forest fire, say, taking the following year. We have had tremendous forest fires this year in Ontario and Manitoba.

**Dr. Overend:** Fire-killed timber would probably be viable for energy purposes as much as five or six years after it has been burnt. In fact, a number of times we have discussed fire salvage as a means of forest management, regenerating that burnt and productive area and at the same time gaining a valuable product. We first discussed it for the Trafalgar region in Nova Scotia, and these discussions are now starting again, as you might expect, within the Government of Ontario.

**The Chairman:** Mr. MacBain, any further questions?

**Mr. MacBain:** No, thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Mr. McCauley, please.

**Mr. McCauley:** My question is related to Mr. MacBain's question. What about trees that are damaged by—well, in

**[Traduction]**

La bioénergie est un domaine tout récent au Canada. Il existe maintenant des industries qui reposent sur ces nouvelles technologies. Il est intéressant de remarquer que ces entreprises reçoivent énormément de demandes de renseignements des États-Unis et d'ailleurs.

J'en arrive maintenant à l'un des points saillants de mon exposé. Il y a dans votre trousse de documentation une copie de la conférence qui a été préparée par le Biomass Energy Institute de Winnipeg. Cet institut a été l'un des pionniers de l'utilisation de la biomasse comme source d'énergie. Il a été fondé en 1971 et a conféré au Canada sa grande réputation dans le domaine. Le fait que le programme ait démarré si rapidement rend hommage à bien des gens.

Merci beaucoup.

**Le président:** Merci de votre exposé très intéressant.

Je ne sais quel député veut avoir la parole en premier. A moins que vous n'ayez d'autres observations à faire auparavant.

**M. Overend:** Non.

**Le président:** Bien. M. MacBain suivi de M. McCauley.

**M. MacBain:** Y a-t-il une grande perte si on utilise un arbre qui est coupé depuis longtemps, ou du moins depuis un certain temps, au lieu d'un arbre qui est abattu expressément dans le but d'être utilisé à des fins énergétiques?

**M. Overend:** L'évolution est fort intéressante. Un arbre est composé à 50 p. 100 d'eau. Certaines techniques de récolte que nous étudions laissent l'arbre reposer environ une année pendant laquelle nous perdons les feuilles qui contiennent la plupart des éléments nutritifs, nous perdons une grande quantité d'eau, à la suite de quoi nous avons un produit beaucoup dense à ramasser. Toutefois, si on laisse pourrir l'arbre, il se fait une combustion biologique, c'est-à-dire que les bactéries font ce que nous voulons nous-mêmes faire avec le bois. Par conséquent, sa densité diminue, proportionnellement à son potentiel énergétique.

**M. MacBain:** Je songeais par exemple à l'année qui suit un incendie de forêt. Cette année, en Ontario et au Manitoba, il y a d'énormes feux de forêt.

**M. Overend:** Les arbres détruits par le feu pourraient sans doute encore servir à des fins énergétiques cinq ou même six ans après avoir brûlé. De fait, nous avons discuté à plusieurs reprises de la récupération des arbres brûlés comme technique de gestion des forêts; on régénérerait la région brûlée et productive en en tirant un produit utile. Nous en avons discuté une première fois à propos de la région de Trafalgar en Nouvelle-Écosse et les discussions ont maintenant repris au gouvernement de l'Ontario.

**Le président:** D'autres questions, monsieur MacBain?

**M. MacBain:** Non merci, monsieur le président.

**Le président:** Monsieur McCauley.

**M. McCauley:** Ma question rejoint celle de M. MacBain. Et les arbres endommagés? Ainsi, au Nouveau-Brunswick, nous



[Text]

New Brunswick we have a spruce budworm problem. What value is a spruce-budworm-damaged tree for your purposes?

**Mr. Overend:** Would you like to speak to that, Ross?

**The Chairman:** Mr. Silversides.

**Mr. C. Ross Silversides (Forestry Biomass Specialist, National Research Council):** Budworm-damaged trees to be utilized for conventional forest products lose their value anywhere from three to five years after the tree has died. It may take three to four years to kill the tree through consecutive attacks and defoliation. Once the tree is dead, it starts to deteriorate in terms of structural strength and other values which are needed for conventional products. But the wood itself is there and could be harvested for energy, up to the point where the tree is sufficiently rotten that it is extremely difficult to handle it with mechanical equipment. The tree itself would start to break up. We have found this in a number of instances where we have put in mechanical equipment to harvest dead-standing trees but were unable to harvest the whole tree because it falls apart. But until that point I think it has value for energy.

• 1620

**Mr. McCauley:** How much value, as compared to a healthy tree?

**Mr. Silversides:** We equate energy with weight, and a pound of oven-dry wood has roughly 8,000 BTUs of energy content. If you can not think about it in terms of volume, a pound of dead wood has the same energy content as a pound of live wood.

**Mr. McCauley:** It would have even more, would it not, because of the water content in live wood?

**Mr. Silversides:** That is right; in utilization. But I am really talking about the oven-dry weight.

**Mr. Overend:** I think a rule of thumb would be that the value of a tree as a pulp and paper feedstock, say, is about three times its value as an energy feedstock. They have very different values, which I think is the point you were trying to get to.

**The Chairman:** Mr. McCauley, have you more?

**Mr. McCauley:** That is okay. Thanks.

**Mr. Corbett:** I thought Mr. Darling had his hand up.

**The Chairman:** Yes, but he is not a member of the committee and we have to go through the committee members first.

Mr. Rose.

**Mr. Rose:** I do not mind deferring to Mr. Darling at this point.

**An hon. Member:** He is your senior.

**Mr. Rose:** He is senior to me.

**The Chairman:** Okay, Mr. Darling.

**Mr. Darling:** I was certainly interested in your comments regarding the hybrid poplar in Ontario. What is the growth in years to bring it to maturity, to where it would be economically correct to harvest it? I know they are trying to speed it up.

[Translation]

avons beaucoup de problèmes avec la tordeuse des bourgeons de l'épinette. Les arbres détruits par cet insecte peuvent-ils vous être utiles?

**M. Overend:** Ross, voulez-vous répondre à cette question?

**Le président:** Monsieur Silversides.

**M. C. Ross Silversides (spécialiste en biomasse forestière, Conseil national de recherches):** Entre trois et cinq années après leur destruction, les arbres attaqués par la tordeuse perdent leur utilité comme produit forestier conventionnel. Il faudra peut-être 3 ou 4 ans avant que ne meure l'arbre; une fois mort, il commence à se détériorer pour ce qui est des éléments nécessaires aux produits conventionnels. Mais le bois lui-même reste et pourrait être utilisé à des fins énergétiques tant que l'arbre n'est pas trop pourri et que l'on peut encore se servir d'équipement mécanique. Car l'arbre se brise comme nous avons pu le constater à de nombreuses occasions lorsque nous avons utilisé des machines pour récolter des arbres morts encore sur pied sans pouvoir récupérer tout l'arbre parce qu'il tombe en pièces. Toutefois, avant cela il peut avoir une valeur énergétique.

**M. McCauley:** Comment cela se compare-t-il à un arbre sain?

**M. Silversides:** Nous évaluons l'énergie en fonction du poids et une livre de bois séché au four représente environ 8,000 BTU d'énergie. Si l'on ne peut penser au volume, une livre de bois mort a la même teneur énergétique qu'une livre de bois vif.

**M. McCauley:** Même plus étant donné la teneur en eau du bois vif, n'est-ce pas?

**M. Silversides:** C'est vrai; pour l'utilisation. Mais je parle là du poids après séchage au four.

**M. Overend:** Je crois qu'on peut dire sans beaucoup se tromper que la valeur d'un arbre est d'environ 3 fois supérieure pour les pâtes et papiers que pour l'énergie. Les valeurs varient beaucoup et c'est probablement ce que vous vouliez savoir.

**Le président:** Monsieur McCauley, est-ce tout?

**M. McCauley:** Oui, merci.

**M. Corbett:** Je croyais que M. Darling avait levé la main.

**Le président:** Oui, mais il n'est pas membre du Comité et je dois d'abord donner la parole aux membres du Comité.

Monsieur Rose.

**M. Rose:** Je laisserais volontiers ma place à M. Darling.

**Une voix:** Il a préséance sur vous.

**M. Rose:** En effet.

**Le président:** D'accord, monsieur Darling.

**M. Darling:** Vos remarques sur le peuplier hybride en Ontario m'ont beaucoup intéressé. Combien d'années faut-il pour le porter à maturité, pour envisager de le récolter et que ce soit rentable? Je sais qu'on essaie d'accélérer le processus.

[Texte]

**Mr. Silversides:** Spruce is normally 75 years, fir is around 60 to 65 years. At the present time they are harvesting this hybrid poplar at two years. They have established what they call three levels. There is a mini-rotation, a midi-rotation and a long rotation for this poplar. The mini-rotation is two years, the midi-rotation is five to seven years, and the long rotation is twelve years. They are putting out roughly 16 oven-dry tons per hectare per year, which is roughly the equivalent of about two and a half, two and three quarter years annual growth.

**Mr. Darling:** The two-year one would grow how high?

**Mr. Silversides:** It would be 12 to 15 feet in height and would be up to an inch in diameter. They would harvest it in much the same way as you would harvest sugar cane. We are looking not for individual stems as much as we are looking at mass per unit area. So it is more an agricultural type of a harvesting operation and a growing operation than forestry.

• 1625

**Mr. Darling:** Where is this being grown? On very prime land? Will it grow on marginal agricultural land too, and in what part of Ontario?

**Mr. Silversides:** In eastern Ontario there is well over a million acres of what is called marginal and submarginal land. This is land that was quite good for farming; it lasted about two generations and has now reverted. Much of it is wet lands, which is supporting very fine crops of soft maple, ash, alder—native species. But a lot of this land is very marginal, in many cases poorly drained, clay soil, over-tilled. It is quite common—the type of land you think of when you drive through Stormont, Glengarry and Dundas and those areas. This supports very well this poplar crop. The Ontario government has done an outstanding job. They are working with something like 130 different, what you call clones, different individuals of poplar and they are able to mate. Each clone has its own characteristics, yet they mate each clone to the soil type. So, perhaps in a 20-acre block you may have 10 different individual clones of poplar growing, each one suitable to the grade condition and the soil that it is growing on. They have done a tremendous job.

**An hon. Member:** Excuse me, Mr. Chairman, there is no translation at all.

**Mr. Silversides:** This whole development is sponsored by the Ministry of Natural Resources of Ontario. It has three major thrusts.

**An hon. Member:** I am sorry for interjecting, the translation system has again broken down.

**Mr. Silversides:** I have just moved, right.

The point I wanted to make is that there has been a tremendous amount of thought and effort going into mating these hybrid poplars with the sites upon which they intend to grow them. A very active agency in this exercise is the Domtar paper company, because they are now growing trees and harvesting them at seven years. If this develops as we hope it will, it means that they can grow their wood requirements say

[Traduction]

**M. Silversides:** Pour l'épinette, il faut compter en général 75 ans, pour le sapin, de 60 à 65 ans. À l'heure actuelle, on récolte le peuplier hybride à 2 ans. On a établi ce que l'on appelle 3 niveaux. Une mini-rotation, une midi-rotation, et une longue rotation. La mini-rotation est de 2 ans, la midi de 5 à 7 ans, et la longue rotation est de 12 ans. On produit environ 16 tonnes séchées au four par acre et par an, ce qui équivaut en gros à une pousse de 2 ans et demi ou de 2 ans et trois quart.

**M. Darling:** Quelle serait la taille d'un peuplier de 2 ans?

**M. Silversides:** De 12 à 15 pieds et d'un pouce de diamètre. On le ramasserait à peu près de la même façon que l'on récolte la canne à sucre. On n'envisage pas tellement les tiges individuelles mais la masse par unité de surface. C'est donc un type de récolte et de culture qui ressemble davantage aux techniques agricoles, qu'aux techniques forestières.

**M. Darling:** Où fait-on pousser ces arbres? Est-ce sur des terres de première valeur? Ou est-ce sur des terres agricoles marginales et dans quelle partie de l'Ontario?

**M. Silversides:** Nous avons, dans l'est de l'Ontario, bien plus d'un million d'acres de ce qu'on désigne comme étant des terres marginales ou sous-marginales. C'étaient des terres qui ont été très bonnes pendant à peu près deux générations pour la culture, mais maintenant l'ordre est renversé. Il s'agit maintenant de terres humides où peuvent pousser des essences de bois mou tel que l'érable, le frêne, l'aulne et en somme des arbres du pays. Mais une grande partie de ces terres sont des terres marginales et dans bien des cas elles sont mal irriguées, argileuses et surcultivées. Ce genre de terre est très courant et vous pouvez les voir lorsque vous traversez les comtés de Stormont, Glengarry et Dundas, etc. Le peuplier y pousse très bien et le gouvernement de l'Ontario a vraiment effectué dans ces endroits un travail remarquable. Actuellement, le gouvernement de l'Ontario expérimente 130 espèces différentes, ce sont si vous voulez des familles, différentes sortes de peupliers qu'on peut faire pousser dans ces différentes sortes de sol. Par conséquent, sur une superficie de 20 acres, on peut avoir 10 groupes d'espèces différentes de peupliers dont chacune peut croître dans ce sol en question.

**Une voix:** Excusez-moi, monsieur le président, mais il n'y a pas du tout d'interprétation.

**M. Silversides:** Tout ce travail est parrainé par le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario et il comporte trois grandes orientations.

**Une voix:** Je m'excuse d'intervenir mais l'appareil dans la cage d'interprétation ne semble plus fonctionner à nouveau.

**M. Silversides:** Je me suis déplacé et tout va bien.

Je voulais indiquer qu'on a travaillé beaucoup pour harmoniser ces peupliers hybrides avec les terrains où on a l'intention de les faire pousser. La Domtar Paper Company par exemple a fait beaucoup de travail en ce sens. Elle fait pousser des arbres et les coupe quand ils atteignent l'âge de 7 ans. Si on continue dans cette voie, cela voudra dire que sur une période relativement courte, on sera capable de fournir le bois nécessaire au



[Text]

for the Cornwall mill, or any of their other mills, in a relatively short period of time and in a very small area adjacent to the mill. It is a very important development.

**Mr. Darling:** Mr. Chairman, one other area; this is very important, I think. What are the northern limits of the areas where these forestry experiments are going on? It is being done commercially, actually, now. How far north?

**Mr. Silversides:** They are working on this as well out of the Northern Forest Research Centre located in Edmonton. As we get into the northern latitudes, which is what they are finding in Scandinavia, they are switching from poplar to willow, and willow is found right through to the northern limit of tree growth. In Scandinavia they are looking to the willow to be their equivalent of our poplar, and they are doing the same type of development work. Willow is a very efficient tree in terms of photosynthetic conversion of the sun's energy.

**Mr. Darling:** All this poplar that is being grown, is it grown on Crown land? You did mention Domtar. There is some done commercially, then, on what you call deeded land, or privately owned land?

**Mr. Silversides:** The ministry is working very hard through their extension people, because they want this to become a cash crop for eastern Ontario. This was part of the whole thrust of their development program. Because they saw the economy of eastern Ontario going down, they tried to find another crop which would take the place of the milk and small family farm, the economy of which has slipped so badly. This is the one great possibility for us, to produce energy plantations for fuel and, using the same product but leaving it for a longer period of time, to grow fibre.

• 1630

**Mr. Darling:** With all due respect to eastern Ontario, Mr. Chairman, how about a little further north? I am thinking of my own riding of Parry Sound-Muskoka which I think would be satisfactory, too, for some development along this line.

**An hon. Member:** No commercials.

**Mr. Silversides:** No, there is really no reason why not. I think it is a case of the ministry trying to establish their pilot projects, get them going, get the whole process proven, and then expand it right across the province. A very similar program, but on a slightly smaller scale, is ongoing in the province of Quebec under the ministry.

**Mr. Darling:** Mr. Chairman, one other thing. You also mentioned peat. Now, doctor, I am curious to know which of your "druthers" would be the best deal for Ontario to concentrate on. I have heard a great deal about peat fuel and so on,—as well as about how this hybrid poplar is growing so rapidly—and I have heard rumours that if you take peat out, you could upset the balance of nature, if you know what I mean. Swamps are necessary to keep water in the ground, for example, so could I have your comments on that?

**Dr. Overend:** One point which I hoped I had got across—but I will try again—is that there is obviously a smaller scale

[Translation]

moulin de Cornwall et à la petite zone adjacente. Voilà donc un travail très important.

**M. Darling:** Monsieur le président, je voudrais passer à un autre domaine qui me paraît fort important. J'aimerais savoir quelles sont les limites septentrionales de ces zones où l'on conduit ces expériences forestières? Ces expériences sont faites sur une base commerciale actuellement.

**M. Silversides:** On travaille également dans ce sens au Centre de recherches sur les forêts du nord situé à Edmonton. A mesure qu'on atteint des latitudes plus septentrionales, comme on l'a constaté en Scandinavie, on remplace le peuplier par le saule. Et l'on trouve des saules jusqu'à la limite ultime des zones forestières. En Scandinavie, on considère le saule comme l'équivalent de notre peuplier et on travaille au même genre de recherches qu'ici. Le saule est très efficace au point de vue transformation photosynthétique de l'énergie solaire.

**M. Darling:** Est-ce que l'on fait pousser ces peupliers sur des terres appartenant à la Couronne? Vous avez mentionné la société Domtar et par conséquent ces expériences se font aussi de façon commerciale. J'aimerais savoir s'il s'agit de terres de propriété privée ou de propriété de l'État?

**M. Silversides:** Le ministère travaille beaucoup en ce sens, avec son personnel de vulgarisation car il veut que dans l'est de l'Ontario, on transforme ces expériences en culture commerciale, industrielle. Cela faisait partie des objectifs de leur programme de développement. Comme on constatait un fléchissement de l'économie de l'est de l'Ontario, on s'est efforcé de trouver d'autres sortes de cultures qui permettraient de remplacer les recettes tirées des produits laitiers et des petites fermes familiales. Nous avons donc là des possibilités d'obtenir de l'énergie à partir des plantes en utilisant le même produit mais en attendant plus longtemps afin que l'on obtienne des arbres à fibres.

**M. Darling:** Vous nous parlez de l'est de l'Ontario, monsieur le président, mais j'aimerais aller un peu plus au nord, dans ma propre circonscription de Parry Sound-Muskoka. Il me semble que l'on pourrait là aussi faire des essais de ce genre.

**Une voix:** Pas des cultures commerciales.

**M. Silversides:** Je ne vois pas pourquoi on n'en ferait pas. Il suffit que le ministère y établisse des projets pilotes, les lance et tout le processus pourrait s'étendre à toute la province. D'ailleurs, au Québec, il existe un programme du même genre mais qui est établi sur une échelle un peu plus petite.

**M. Darling:** Monsieur le président, vous avez aussi parlé de la tourbe. J'aimerais savoir maintenant quelles sortes de plantes de vos préférences l'Ontario devrait expérimenter. J'ai beaucoup entendu parler de combustible, de la tourbe, etc., et aussi de ce peuplier hybride qui pousse si rapidement. J'ai aussi entendu des rumeurs voulant que si l'on retire la tourbe, on risque de détruire l'équilibre naturel qui existe. Les marécages sont nécessaires pour conserver l'eau, aussi j'aimerais que vous nous fassiez vos remarques à ce sujet.

**M. Overend:** Je croyais en avoir parlé, mais je vais expliquer à nouveau. Dans le cas de la biomasse et de la tourbe, on



[Texte]

to biomass and peat developments, because the area required to give very large quantities of energy swamps a region. So probably it is not a question of having "druthers" for either wood or peat, it is a question of the appropriate energy resource for a region. An example that comes to mind is Anticosti Island in the Gulf of St. Lawrence. Hydro Quebec there is considering replacing a diesel generating station and, while they could use forestry residues or trees harvested for the purpose, they are considering using peat because there is more available. I think that is how we will see it. Subject to local environmental conditions and the availability of the two fuels, each will be used, because it is a very similar sort of technology of conversion.

**Mr. Darling:** Thank you. Thank you, Mr. Chairman.

**Mr. Rose:** Is it me?

**The Chairman:** Yes, Mr. Rose.

**Mr. Rose:** Thank you. This business of the clones is kind of intriguing. It is sort of a buzz word now, is it not? We hear a lot about that lately. We read about it and everything. Did you see the movie? *Send in the Clones*? Anyway, what I would like to ask is: Do they plant these things from seed? You say you make them with not one another but with certain soil types, but are they planted from seed or are they cuttings?

**Mr. Silversides:** They are cuttings.

**Mr. Rose:** Well they are not different from any other arrangement, are they, in that they are cuttings? Like a somatic replication, are they not?

**Mr. Silversides:** That is right.

**Mr. Rose:** So they are not different than any other kind of cutting?

**Mr. Silversides:** They can breed them, though.

**Dr. Overend:** Other cuttings are clones.

**Mr. Rose:** Right. So there is nothing new about that, but to apply it to a particular soil type is new.

The other thing that concerns me is that they can be grown on such marginal land. Where do we preserve our advantages in terms of our forestry, compared to other parts of the world? For instance, I can think of all of the massive reforestation of the old burnt-out lateritic soils down in Georgia, the old mined-out cotton lands. You know, Crown Zellerbach and Weyerhaeuser have vast acreages. What is to prevent them from doing that there? Is it really any advantage particularly to Canada?

**Dr. Overend:** They are doing it there.

**Mr. Rose:** Yes, I know they are.

**Dr. Overend:** I would say it is the other way around. If we do not strive to increase our forest productivity, we will fall very far behind. We have to maximize our gains for each unit area of land and we may never be able to match the southern United States but we are, after all, closer to some of the markets.

[Traduction]

procède sur une petite échelle car si on voulait obtenir de grandes quantités d'énergie, on risquerait de submerger le secteur. Il ne s'agit donc probablement pas de choisir entre le bois ou la tourbe, mais de voir quelles sont les ressources énergétiques appropriées pour la région. L'exemple qui me vient à l'esprit est celui de l'île d'Anticosti dans le golfe du Saint-Laurent. L'Hydro-Québec songe à y remplacer sa génératrice diesel et songe à utiliser la tourbe plutôt que les arbres. Je crois que c'est dans cette optique des conditions de l'environnement et de la disponibilité des deux genres de combustibles qu'il faut voir les choses. Du côté de la technologie de conversion de l'énergie, la méthode est très semblable.

**M. Darling:** Merci. Merci, monsieur le président.

**M. Rose:** Est-ce à mon tour?

**Le président:** Oui, monsieur Rose.

**M. Rose:** Merci. Cette question des espèces apparentées m'intrigue beaucoup. Ce mot *clone* qui désigne ces espèces est un mot curieux et qu'on entend souvent ces derniers temps. Il est cité un peu partout: avez-vous vu le film *Send in the Clones*? De toute façon, voici ma question: est-ce qu'on utilise des semences? Vous dites que c'est avec des sols différents que vous faites pousser ces espèces mais est-ce que vous mettez des semences ou est-ce qu'il s'agit de boutures?

**M. Silversides:** Il s'agit de boutures.

**M. Rose:** Il n'y a donc rien de très différent dans ce cas. Il s'agit d'un genre de réplique somatique?

**M. Silversides:** Oui.

**M. Rose:** Il ne s'agit donc pas de quelque chose de différent des autres sortes de boutures?

**M. Silversides:** On peut cependant les produire.

**M. Overend:** Les autres boutures sont des *clones*.

**M. Rose:** D'accord. Il n'y a rien de nouveau là-dedans sauf qu'on utilise un terrain spécial.

Ce qui me préoccupe aussi, c'est qu'on puisse les cultiver dans de telles terres marginales. Mais quels avantages cela représente-t-il pour nous par rapport aux autres régions du monde? Je songe par exemple à tout ce reboisement des anciennes terres latéritiques épuisées en Georgie, d'anciennes terres cotonnières épuisées. Comme vous le savez, Crown Zellerbach et Weyerhaeuser disposent de grandes étendues de terre. Qu'est-ce qui les empêche de procéder là-bas? Est-ce que de procéder ainsi est particulièrement avantageux pour le Canada?

**M. Overend:** Crown Zellerbach et Weyerhaeuser font de même là-bas.

**M. Rose:** Oui, je le sais.

**M. Overend:** Je dirais que c'est l'inverse. Si nous ne cherchons pas à accroître notre productivité forestière, nous allons prendre beaucoup de retard. Nous devons chercher à tirer le maximum de chaque unité de terrain et peut-être que nous ne pourrions jamais concurrencer le sud des États-Unis mais, après tout, nous sommes plus près de certains marchés.

[Text]

**Mr. Rose:** Yes. Do I understand, sir, that biomass now accounts for about 3 per cent of our energy uses in Canada?

**Dr. Overend:** Yes.

**Mr. Rose:** It is about equivalent to nuclear energy, is it not?

**Dr. Overend:** In the way I do my accounting, it is a lot more than nuclear energy.

• 1635

**Mr. Rose:** Could you give us a cost per unit on equivalency off the top of your head?

**Dr. Overend:** Well, we are not talking of the same thing. The nuclear system provides electricity for which there is a premium price. The wood that is used in today's forest industry is to produce steam which is at a rock-bottom price. It is not really making the same thing. This is why it is very dangerous to talk about one source of energy as equivalent to another. They do not make the same end use.

**Mr. Rose:** No, but in National Research Council, there seems to be an awful disposition to favour nuclear energy.

**An hon. Member:** For some very good reasons.

**Mr. Rose:** Well, that is your view; that is not the view of a lot of people.

For instance, here on page 28 and 29 of the last brief to the parliamentary task force by Energy, Mines and Resources, I find that you are spending \$7 million on biomass R & D and approximately \$105 million this year on nuclear stuff. So, it indicates priority to me or the incapacity of biomass to use that much R & D.

**Dr. Overend:** It is a little unfair to attribute an expenditure of R&D funds with the amount of effort. There is a critical mass, if I dare pun on the nuclear question, to get something going. The nuclear industry is extremely capital-intensive and has a very large infrastructure to just maintain the status quo.

Biomass is very likely to be costing the same sort of money in another decade. It has taken seed money, if you like, to build up the infrastructure to the present point. If within two years, there were to be a major development of, say, oxygen-fed pressurized medium b.t.u. gassifiers and the development of methanol production, we would have to look at R&D expenditures alone in the neighbourhood of \$50 to \$60 million a year. But it is a question of bringing that sort of facility on stream. We probably could not spend another \$7 million a year if somebody dropped from heaven and gave it to us. We could manage with two more, but it is a question of the rate of implementation.

**Mr. Rose:** You do not consider your fire program an R&D program do you?

**Dr. Overend:** No.

[Translation]

**M. Rose:** Oui. Est-il vrai que la biomasse entre pour à peu près 3 p. 100 dans nos utilisations d'énergie au Canada?

**M. Overend:** Oui.

**M. Rose:** Est-ce équivalent à ce qui se passe dans le domaine de l'énergie nucléaire?

**M. Overend:** D'après mes calculs, la proportion est beaucoup plus grande que dans le domaine de l'énergie nucléaire.

**M. Rose:** Pouvez-vous nous donner un coût unitaire en équivalent... approximativement?

**M. Overend:** Nous ne parlons pas de la même chose. Le système nucléaire offre de l'électricité qui est vendue à prime. Le bois que l'on tire de l'exploitation forestière aujourd'hui sert à produire de la vapeur à prix très bas. Ce n'est pas la même chose et c'est pourquoi il est difficile d'établir une équivalence entre une source énergétique et une autre. L'utilisation ultime n'est pas la même.

**M. Rose:** C'est juste mais au Conseil national de recherches, on semble particulièrement bien disposé à l'égard de l'énergie nucléaire.

**Une voix:** Pour des raisons évidentes.

**M. Rose:** C'est votre avis que d'autres ne partagent pas.

Par exemple, il est dit aux pages 28 et 29 du dernier mémoire présenté par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources au groupe de travail parlementaire que vous dépensez 7 millions de dollars pour la recherche et le développement de la biomasse et environ 105 millions de dollars pour la recherche nucléaire. Cela témoigne de votre ordre de priorités ou serait-ce que la biomasse ne peut pas faire l'objet de plus de recherche et de développement?

**M. Overend:** Il serait injuste de mesurer l'effort consacré à un secteur par les dépenses en recherche et en développement qu'on y consacre. Le nucléaire est désormais le secteur critique; il faut que les choses démarrent. L'industrie nucléaire exige beaucoup de capitaux et doit maintenir une infrastructure gigantesque pour conserver le statu quo.

Dans 10 ans, ce sera vraisemblablement la biomasse qui coûtera très cher. Il a fallu des subventions pour que l'infrastructure que nous connaissons actuellement soit mise sur pied. Si, d'ici deux ans, on faisait une découverte importante dans le domaine de la gazéification par injection sous pression d'oxygène à température moyenne et dans le domaine de la production du méthanol, on verrait les dépenses, pour la recherche et le développement uniquement, atteindre environ 50 à 60 millions de dollars par année. Mais auparavant, il faut que les installations soient en place. Si nous disposions de 7 autres millions de dollars par année, nous trouverions certainement le moyen de les dépenser. Deux autres millions seraient les bienvenus, mais il faut respecter le rythme de la mise en application.

**M. Rose:** Considérez-vous votre programme sur le feu comme un programme de recherche et de développement?

**M. Overend:** Non.



[*Texte*]

**Mr. Rose:** Do you consider that as an off-oil policy?

**Dr. Overend:** That is an operational off-oil policy. Up and running and functioning quite well.

**Mr. Rose:** And able to spend \$104 million by 1985?

**Dr. Overend:** It is spending money as fast as Treasury Board will liberate it.

**Mr. Rose:** Right. That is because it is a subsidised industry. I wonder if your time lag such as 40 years explains the emphasis; you know the time lag to get something that has research and development and it is feasible to get it on stream in terms of reducing energy. You mentioned that it took 40 years and you predicted similar time lags associated with other, newer forms.

**Dr. Overend:** Yes.

**Mr. Rose:** Is it you view that this is why there is an emphasis on off-oil or on an alternative oil policy to date, rather than, say, a conservation policy, which is being emphasized by Energy, Mines and Resources?

**Dr. Overend:** It is very easy to fall into the trap, when talking about energy, of being uni-dimensional. I think really progress is being made on all the fronts—on conservation, on substitution, on exploring for more oil. The trouble is that if we are going to get from here to the year 2000, we pretty well have to do nearly everything.

**Mr. Rose:** I know, but I suppose the lay person would jump to the conclusion that your finances and your investment must somehow reflect your interests and priorities or the feasibility or the capacity for that particular direction to absorb the funds usefully. You made the statement that wood burning is cheaper by far than new oil is.

**Dr. Overend:** Yes.

**Mr. Rose:** Right and would you say the same for conservation?

**Dr. Overend:** Yes.

**Mr. Rose:** Okay, but you are spending \$12 million in 1980-81 on conservation measures and you are spending \$158 million on the new sources and various kinds, largely nuclear energy in R&D. See, this is what concerns me as I listen to all this rhetoric about conservation and saving and how cheap it is, and yet your R&D is not devoted to that. I find it hard to reconcile.

**Dr. Overend:** I think it can be hard to reconcile, but I would like to interject a very personal viewpoint on this. A lot of conservation technology is not R&D dependent; it is dependent on social shifts. A soft energy path, if you like, is not dependent really on research and development that has to be done to make it feasible; it has to be a conscious societal choice.

[*Traduction*]

**M. Rose:** Fait-il partie des programmes pour l'application de la politique de désintensification de l'utilisation du pétrole?

**M. Overend:** Effectivement. Ce programme prend de l'expansion et marche très bien.

**M. Rose:** Trouverez-vous dans le cadre de ce programme le moyen de dépenser 104 millions de dollars d'ici 1985?

**M. Overend:** Nous pourrions dépenser l'argent aussi rapidement que les fonds seront consentis par le Conseil du trésor.

**M. Rose:** Je vois. C'est parce qu'il s'agit d'une industrie subventionnée. Je me demande si cette vogue tient au délai de 40 ans qui est fixé. Vous connaissez le délai fixé pour permettre à la recherche et au développement de porter ses fruits et vous savez que si vous réussissez, des économies d'énergie s'ensuivront. Vous avez dit que dans ce cas-ci, comme dans d'autres cas, on prévoyait 40 ans avant de pouvoir compter sur de nouvelles sources d'énergie.

**M. Overend:** C'est juste.

**M. Rose:** Est-ce pour cela que la politique de décélération de l'utilisation du pétrole a de la vogue et supplante la politique de conservation de l'énergie que prêche le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources?

**M. Overend:** Quand on parle d'énergie, il est tentant de tomber dans le piège de l'idée fixe. A vrai dire, des progrès sont réalisés sur tous les fronts: conservation, substitution, prospection pour découvrir de nouveaux gisements de pétrole. Si nous voulons survivre d'ici l'an 2,000, nous ne pouvons pas négliger un seul aspect.

**M. Rose:** Je sais. Le contribuable cependant a conclu d'emblée que vos investissements témoignent de vos intérêts et de vos priorités ou de la rentabilité qu'offre un secteur donné. Vous avez déclaré que la combustion du bois revenait beaucoup moins cher que la combustion du pétrole tiré de nouvelles sources.

**M. Overend:** En effet.

**M. Rose:** Est-ce qu'il en va de même pour la conservation?

**M. Overend:** Oui.

**M. Rose:** Néanmoins, en 1980-1981, vous dépensez 12 millions de dollars pour les mesures d'économie tandis que vous en dépensez 158 millions pour trouver de nouvelles sources d'énergie, surtout pour la recherche et le développement de l'énergie nucléaire. C'est cela qui me tracasse car on parle de la conservation avec éloquence et on souligne combien elle est bon marché sans que la recherche et le développement ne soient poussés de ce côté-là. J'ai du mal à comprendre.

**M. Overend:** Je pense que c'est difficile à comprendre mais j'aimerais vous donner mon opinion personnelle. Une grande partie de la technologie de la conservation n'a rien à voir avec la recherche et le développement. On compte avant tout sur le changement des habitudes sociales. La tactique douce, si vous voulez, ne compte pas sur la recherche et le développement mais dépend avant tout d'un choix social conscient.

**Mr. Rose:** A political choice.

**M. Rose:** Vous voulez parler d'un choix politique.



**[Text]**

**Dr. Overend:** A political choice, if you like; that is how society expresses its will.

And I do not think that we should use R&D as the bellweather or the indicator of policy because it is fundamentally concerned with what we do not know or what we need to know or what we have to develop, and we should really let back into the armoury the materials, the technologies, the abilities we have to cope with these exigencies we find ourselves in and use them to apply to conservation and so on.

The fact that R&D in conservation or renewables is less than in some of the others is not an indication of the relative emphasis: it is just an indication of the relative momentum that is being built up; and eventually this pattern will change. If you look back from here to the biomass situation, three years ago there was no expenditure on biomass. It is the most unhealthy case of exponential growth you have ever seen.

**Mr. Rose:** Unhealthy?

**Dr. Overend:** Well, it can be. Somebody is bound to jump up one day and say, "We have researched the wrong thing".

**Mr. Rose:** That is, I think, what this committee is attempting to determine, because of all the competing resources, competing for funds and attention, and opportunity to serve our particular needs. That is why this committee has been constituted.

Why did you say that liquid fuel is the major market into which biomass can expand? Would you enlarge on that for me, please? that was a quote from you.

**Dr. Overend:** Oh, yes.

Essentially, biomass is carbon, hydrogen and oxygen, and if you are going to use biomass to supply our society with energy, then you ought to exploit its properties; and it is a very short jump from its molecular make-up to the sort of hydrocarbon fuels we are interested in. It strikes me as an absurdity to consider it for generating electricity when we have running water and our nuclear supplies to make electricity with. In other words, it is an appropriate source, just as coal and peat are, for making liquid fuels.

**Mr. Rose:** I want to ask you, since you seem to indicate that there is in your view, a real future for biomass, and that it now supplies 3 per cent or more of our current energy needs, what you felt the ultimate future was in terms of the percentage of our needs. And also, are our needs exaggerated? Can we function and be more efficient with what we have, and should that be a direction in which we should go?

**Dr. Overend:** If I could take your second comment first, I think I have to return to what I said before. We have to just about do everything we can. We have to conserve; we have to substitute; and we have to find new supply. We maybe wasteful in some areas but we are reducing that waste. But we are a

**[Translation]**

**M. Overend:** Si vous voulez. Il faut que la société exprime sa volonté.

Je ne pense pas qu'on puisse se servir de la recherche et du développement comme d'une mesure ou d'une indication de la ligne de conduite adoptée car la recherche et le développement portent essentiellement sur ce que nous ne connaissons pas et que nous voulons connaître et mettre au point. Nous devons mettre à contribution tout l'équipement, toute la technologie, tout le potentiel que nous possédons pour répondre à ces exigences auxquelles nous faisons face et les utiliser pour réaliser des économies d'énergie et ainsi de suite.

Si la recherche et le développement sont moins intenses dans le secteur de la conservation et des sources d'énergie renouvelables qu'ailleurs, cela ne témoigne pas d'une préoccupation moindre: cela n'est qu'une indication de l'importance relative qu'on accorde pour l'instant aux deux plateaux de cette balance. La vapeur est appelée à être renversée. Il y a 3 ans, on ne dépensait rien pour la biomasse. La croissance géométrique qu'a connue ce secteur ne s'est jamais vue auparavant et ce n'est pas forcément sain.

**M. Rose:** Dites-vous que ce n'est pas sain?

**M. Overend:** C'est possible car il se peut qu'un jour on découvre que les recherches ont été poussées dans la mauvaise direction.

**M. Rose:** C'est que les membres du Comité essaient de vérifier car tous les secteurs font concurrence pour obtenir ressources financières et attention et pour avoir l'occasion de répondre à nos besoins particuliers. C'est pourquoi le comité spécial a été formé.

Pourquoi avez-vous dit que la biomasse pourrait servir à remplacer surtout le carburant liquide? Pourriez-vous s'il vous plaît m'en dire plus long là-dessus? C'est bien ce que vous avez dit, n'est-ce pas?

**M. Overend:** Effectivement.

La biomasse c'est, somme toute, du carbone, de l'hydrogène et de l'oxygène. Pour que la biomasse réponde le mieux aux besoins énergétiques de notre société, il faut exploiter ses propriétés. Sa structure moléculaire est très près des hydrocarbures auxquels nous nous intéressons. Il serait absurde de s'en servir pour la production d'électricité quand les cours d'eau et l'énergie nucléaire peuvent très bien faire l'affaire. En d'autres termes, tout comme le charbon et la tourbe, la biomasse est tout indiquée pour servir de carburant liquide.

**M. Rose:** Puisque vous êtes d'avis que la biomasse a un certain avenir et qu'effectivement elle répond actuellement à 3 p. 100 ou plus de nos besoins énergétiques, quel pourcentage de nos besoins couvrira-t-elle quand elle sera entièrement au point? Nos besoins sont-ils surestimés? Ne pourrions-nous pas nous contenter d'utiliser plus efficacement ce que nous avons actuellement? N'est-ce pas dans ce sens que nous devrions faire des efforts?

**M. Overend:** Je vous rappellerai ce que j'ai déjà dit pour répondre à votre deuxième remarque. Nous ne pouvons rien négliger. Nous devons conserver, nous devons substituer, nous devons trouver de nouvelles sources d'énergie. Nous gaspillons dans certains secteurs mais nous veillons à remédier à cela. La

[Texte]

growing society and we are going to need more energy, albeit at much-reduced growth rates. So, we have to do the whole package.

Could you try putting the first question round again?

**Mr. Rose:** Yes. I said that we pretty well agreed that biomass is now supplying about 3 per cent of our needs. What do you think of its future? What do you think of it for the future, in terms of percentage of other energy needs, provided the growth is relatively stable or that it grows a little more slowly.

**Dr. Overend:** The answer is a big "if". If we remain tied to combustion, to thermal applications of biomass, I think we would be very hard put to break more than 8 per cent by the year 2000. If the markets, that I personally believe will break open—the liquid fuels market, for example—become available to us, then it is quite likely that the biomass contribution early in the next century will be of the order of 20 per cent.

**Mr. Rose:** That is pretty attractive, at \$20 a barrel, is it not?

**Dr. Overend:** Ah, careful. Twenty dollars a barrel is the feedstock cost. There is then the capital cost and so on.

**Mr. Rose:** Okay. Then what is the ultimate refined cost?

**Dr. Overend:** We think methanol, for example, with today's knowledge of the technology, comes in at around \$30 or \$35 a barrel. It depends on financing and ...

**Mr. Rose:** An OPEC-like price.

**Dr. Overend:** An OPEC-like price, yes.

The liquid that we are working with, by hydrogenating, on the basis of one engineering study, in turn based on some very small laboratory experiments, would look to be sitting around \$40 to \$50 a barrel, which is not a bad starting point because, after all, that is what research and development is about. We want to increase the efficiency, reduce the capital cost to make it more attractive, and it looks as though as a long-range option that is very attractive.

• 1645

**Mr. Rose:** Yes, I do not want to take any more time, except that I do have one question if somebody else does not mind.

**The Chairman:** Go ahead.

**Mr. Rose:** I was intrigued by this term "lignocellulosic" materials. I think it means trees.

**Mr. Overend:** It means trees, it means straw.

**Mr. Rose:** Oh.

**Mr. Overend:** It means a wider range of materials.

**Mr. Rose:** In turning it to lignum which is not digestible ...

**Mr. Overend:** That is correct.

**Mr. Rose:** ... at least as animal feed right now. Did the National Research not have, and someone in it, a terrific advance on that or appears to have for cattle feed?

[Traduction]

population croît et nous aurons besoin de plus en plus d'énergie, même si la croissance des besoins sera relativement plus faible. Nous devons prendre un ensemble de mesures.

Pouvez-vous répéter votre première question?

**M. Rose:** Volontiers. Nous convenons que la biomasse permet actuellement de répondre à 3 p. 100 de nos besoins. Quel sera son rôle à l'avenir? Quel pourcentage de nos besoins énergétiques permettra-t-elle de combler, dans la mesure où la courbe de croissance se maintiendra ou progressera plus lentement?

**M. Overend:** La réponse est très hypothétique. Si nous continuons à brûler la biomasse, à en faire une utilisation thermique, nous pourrions nous considérer chanceux qu'elle compte pour 8 p. 100 de nos besoins d'ici l'an 2000. Si les marchés sont créés, comme je pense qu'ils le seront, nous pourrions compter sur un marché du carburant liquide et la biomasse en constituera 20 p. 100 au début du siècle prochain.

**M. Rose:** A \$20 le baril, c'est assez intéressant, n'est-ce pas?

**M. Overend:** Je vous mets en garde. Vingt dollars le baril, c'est le coût des charges d'alimentation. A cela, il faut ajouter l'immobilisation, etc.

**M. Rose:** Quel serait le coût en définitive?

**M. Overend:** Étant donné l'état d'avancement de la technologie, aujourd'hui, le méthanol revient à environ \$30 à \$35 le baril. Tout dépend de la méthode de financement et ...

**M. Rose:** C'est un prix comparable à celui de l'OPEP.

**M. Overend:** En effet.

Le liquide qu'on a mis au point par l'injection d'hydrogène, par suite d'une seule étude et d'essais en laboratoire très limités, revient à environ \$40 à \$50 le baril, ce qui n'est pas mal pour un début car après tout, c'est l'objectif de la recherche et du développement. Nous voulons accroître l'efficacité, réduire le coût pour le rendre plus attrayant, et il semble qu'à long terme ce soit une option très attrayante.

**Mr. Rose:** Oui, je ne veux pas prendre plus de temps mais il me reste une dernière question si cela ne dérange personne.

**Le président:** Allez-y.

**M. Rose:** Le terme matériaux «lignocellulosiques» m'a intrigué. Je crois qu'il s'agit des arbres.

**M. Overend:** Il s'agit des arbres, de la paille.

**M. Rose:** Oh.

**M. Overend:** Cela couvre une gamme de matériaux.

**M. Rose:** Que l'on transforme en lignum qui n'est pas digestible ...

**M. Overend:** Parfaitement.

**M. Rose:** ... du moins comme aliment pour animaux à l'heure actuelle. Quelqu'un au Conseil national de recherches n'a-t-il pas fait des découvertes importantes à ce sujet pour les provenances?



[Text]

**Mr. Overend:** We have been supporting, through the National Research Council and the Department of the Environment, work on hydrolysis of wood by state technology, to develop a means of providing energy for animal feed. It has really got very little nutrition but it provides energy. This technology is now commercial and they are making very strong sales of it in northern Canada, which one might expect, but in countries that have sugar cane for gas, it is being used to provide a high energy cattle feed from sugar cane to gas in Florida. They are making sales of the same sort of equipment in the Philippines but that is a mechanical thing.

**Mr. Rose:** Oh, I thought it was chemical.

**Mr. Overend:** It is essentially a steam pressure treatment in that there is very little chemicals associated with it.

**Mr. Rose:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you. With your permission, I would like to follow up on some of Mr. Rose's questions. Doctor, when you mentioned that you are of the opinion that methanol could be manufactured from forest biomass at about \$34 or \$35 a barrel right now, which is about the import price of oil, I believe, does this include the present federal and provincial sales tax? Or road tax, in the case of a province, I believe?

**Mr. Overend:** No, no. The cost I talked about is the cost at the methanol plant gate when the tanker leaves to join the distribution system; it will be \$30 to \$35 a barrel or equivalent.

**The Chairman:** I understand that in the United States where they are using a lot of gasohol, which is manufactured from, I think, it is corn mostly, ethanol mixed with gasoline, the federal government there and the state governments have removed both their taxes to render it competitive. From what you have said, if this were followed in Canada, it could be that methanol would be competitive with gasoline today if the tax were removed.

**Mr. Overend:** That is correct but it will have to be understood it is a straightforward subsidy and in the . . .

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Overend:** . . . United States, it is around a \$25 a barrel subsidy.

**The Chairman:** Yes. Methanol is becoming more and more interesting to a lot of people and there was rather an extensive study published by the federal government four or five years ago. It was a firm from Winnipeg.

**Mr. Overend:** Yes.

**The Chairman:** You must be aware of this study. I cannot remember the name of the firm, although I quoted it in this committee some time ago.

**Mr. Overend:** It was Inter Group.

**The Chairman:** Oh yes, Inter Group Consulting Economists Limited from Winnipeg, yes. They seem to agree with you because, at that time—or you agree with them, I do not know which way it should be—they were quoting \$26 a barrel.

**Mr. Overend:** Yes.

[Translation]

**M. Overend:** Nous avons subventionné, par l'intermédiaire du Conseil national de recherches et du ministère de l'Environnement, des travaux sur l'hydrolyse du bois permettant la mise au point de production d'énergie pour l'alimentation des animaux. L'élément nutritif est vraiment très minime mais il y a production d'énergie. Cette technique est maintenant commercialisée et les ventes sont très fortes dans le Nord canadien, ce qui n'est pas une surprise, mais dans les pays producteurs de canne à sucre, c'est utilisé pour fournir des aliments à haute énergie transformant le sucre de canne en gaz en Floride. Ils vendent le même genre d'équipement aux Philippines mais c'est mécanique.

**M. Rose:** Je croyais que c'était chimique.

**M. Overend:** Il s'agit essentiellement d'un traitement à la vapeur sous pression et il y a très peu d'éléments chimiques.

**M. Rose:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Merci. Avec votre permission, j'aimerais poursuivre certaines des questions de M. Rose. Monsieur, vous avez dit que selon vous le méthanol pourrait être fabriqué à partir des produits forestiers à un coût d'environ \$34 ou \$35 le baril dès maintenant, ce qui correspond à peu près au prix du pétrole importé. Est-ce que cela comprend les taxes de vente fédérales et provinciales? Ou les taxes de transport dans le cas des provinces?

**M. Overend:** Non. Le coût que j'ai cité correspond au coût de sortie d'usine lorsque le méthanol est pris en charge pour être raccordé au réseau de distribution; cela correspond à \$30 ou \$35 le baril.

**Le président:** Je crois qu'aux États-Unis ils utilisent beaucoup le gasohol, qui est fabriqué surtout à partir du maïs, sauf erreur, c'est-à-dire de l'éthanol mélangé à de l'essence. Le gouvernement fédéral et les gouvernements des États ont supprimé les taxes pour le rendre compétitif. Si l'on faisait de même au Canada, d'après ce que vous venez de dire, le méthanol pourrait concurrencer l'essence aujourd'hui sans ces taxes.

**M. Overend:** Parfaitement mais il faudra comprendre qu'il s'agit d'une subvention directe et . . .

**Le président:** Oui.

**M. Overend:** . . . aux États-Unis, cette subvention se monte à environ \$25 le baril.

**Le président:** Oui. Le méthanol intéresse de plus en plus de gens et une étude assez exhaustive a été publiée par le gouvernement fédéral à ce sujet il y a quatre ou cinq ans. Il s'agissait d'une firme de Winnipeg.

**M. Overend:** Oui.

**Le président:** Vous devez connaître cette étude. Je n'arrive pas à me souvenir du nom de la firme, bien que je l'ai déjà citée il y a quelque temps en comité.

**M. Overend:** Il s'agissait d'Inter groupe.

**Le président:** Ah oui, *Inter group Consulting Economists Limited* de Winnipeg. Il semblent être d'accord avec vous car à l'époque—ou vous êtes d'accord avec eux, je ne sais pas ce qu'il faudrait dire—ils parlaient de \$26 le baril.

**M. Overend:** Oui.



[Texte]

**The Chairman:** That was about the world price at that time. I think, if I remember rightly, they claimed there would be a possibility of 35 such plants in Canada which would displace up to 10 per cent of our oil consumption, and you seem to agree with that. Am I correct so far?

**Mr. Overend:** Not entirely. Alternative liquid fuels such as methanol and ethanol are interesting from the biomass viewpoint, because we can make them from biomass, so we are naturally very excited about them. The integration of such fuels into the end-use system is not without its difficulties. Both ethanol and methanol in our winter climate will induce phase separation, for example, and be non useful in industries. I think, again, it is a matter of timing. We cannot jump into 10 per cent methanol tomorrow morning, even if we want to. It takes time to put in the infrastructure. I think if we were to recognize these developments take time, the end-use problems would be overcome, but right now there will be a considerable end-use problem in pushing large quantities of either methanol or ethanol into our system. We could take some. We would be delighted to take some, sure, but there are limits.

• 1650

**The Chairman:** Is there, to your knowledge, in Canada, even a pilot plan manufacturing methanol from forest biomass?

**Mr. Overend:** No there is not. The production of methanol from forest biomass is essential a three-stage process. The first stage is to turn the wood product into a synthesis gas, which is then modified and made into methanol. At the point at which it is modified, the synthesis gas that is produced is identical to the synthesis gas prepared from natural gas in Medicine Hat to make chemical grade methanol. So, the only missing link in the technology—and this was identified in the inter-group report which indeed occasioned this large R and D effort we are talking about—is this gasifier of the biomass into a synthesis gas.

Starting from the time of the inter-group report, we have moved from a number of so-called producer gasifiers, where air and wood are used, to two experiments over the last year, supported under the ENFOR program, using oxygen to gasify wood. One of these experiments was conducted with the CIL company in Kingston and the other experiment, which is just terminating, was conducted with Inco in Toronto.

The next stage these two processes will have to go through, and is being considered, is to build a pressurized version of these reactors and explore the technology development necessary. Finally, we will have all of the pieces to make methanol from wood.

**The Chairman:** Is NRC, or some other agency of the federal government, actively engaged in encouraging the construction of a pilot plant somewhere in Canada for the production of methanol?

[Traduction]

**Le président:** Cela correspondait plus ou moins alors au prix mondial. Si ma mémoire est exacte, selon eux, il était possible d'installer 35 usines de ce genre au Canada qui produiraient 10 p. 100 de nos besoins en pétrole, et vous semblez être d'accord avec eux. N'est-ce pas?

**M. Overend:** Pas tout à fait. Les combustibles liquides de remplacement tels que le méthanol et l'éthanol sont intéressants du point de vue de la biomasse car nous pouvons les produire à partir de la biomasse et naturellement cela nous intéresse vivement. L'intégration et l'utilisation de tels combustibles ne se fait pas sans difficulté. L'éthanol et le méthanol dans notre climat hivernal induisent la séparation de phase par exemple, et ne peuvent être utiles aux industries. Je crois qu'une fois de plus c'est une question de calendrier. Nous ne pouvons nous décider pour ces 10 p. 100 de méthanol demain matin, même si nous le voulons. L'installation de l'infrastructure prend du temps. Si nous sommes prêts à admettre le fait que cette évolution doit se faire sur une longue période, nous pouvons résoudre les problèmes d'utilisation. Mais à l'heure actuelle, il y a encore beaucoup de problèmes d'utilisation relativement à la possibilité d'écouler, à l'intérieur de notre système, de grandes quantités de méthanol ou d'éthanol. Nous pouvons en absorber une certaine quantité, mais il y a des limites.

**Le président:** A votre connaissance, au Canada y a-t-il seulement une usine pilote qui fabrique du méthanol à partir de la biomasse forestière?

**M. Overend:** Il n'y en a pas. La production du méthanol à partir de la biomasse forestière est essentiellement un procédé en 3 étapes. La première étape consiste à transformer le bois en un gaz de synthèse qui, modifié, est transformé en méthanol. Au moment où il est modifié, ce gaz de synthèse est identique à celui qui est fabriqué à partir du gaz naturel à Medicine Hat en vue de la production de méthanol destiné à l'industrie chimique. Le seul lien manquant au niveau des moyens techniques, qui a été identifié dans le rapport *Inter-group*, et qui a occasionné cet effort massif de recherche et de développement dont nous parlons, est le procédé de gazéification de la biomasse devant donner le gaz de synthèse.

Après le rapport *Inter groupe*, nous sommes partis d'un certain nombre d'appareils de gazéification de production, utilisant l'air et le bois, pour mener au cours de l'année deux expériences dans le cadre du programme ENFOR où nous avons utilisé l'oxygène pour gazéifier le bois. Une de ces expériences a été menée en collaboration avec la compagnie CIL à Kingston et l'autre, qui sera bientôt achevée avec celle de l'INCO de Toronto.

La prochaine étape que doivent suivre ces deux procédés et qui est déjà envisagée est la construction d'une version pressurisée de ces réacteurs et la mise au point des moyens techniques nécessaires. Après quoi, toutes les pièces nécessaires à la production du méthanol à partir du bois seront réunies.

**Le président:** Le CNR ou quelque'autre organisme du gouvernement fédéral encourage-t-il activement la construction d'une usine pilote au Canada en vue de la production du méthanol?

[Text]

**Mr. Overend:** No, because really it has moved out of the federal jurisdiction at about this point. It is not a stand-alone federal activity. Even the pilot plant is going to use appreciable quantities of raw material. The minimum sized pilot plant we can visualize for technological reasons is about 100 to 200 tons of wood per day, which is quite a sizeable object requiring investments of the order of 20 to 40 million dollars.

The obvious industrial strategy is that there has to be a consortium between the people who own the resource—generally the provinces—people who are used to working with the resource possibly the forest industries—and the technology firms: Inco, CIL—and a new company in Toronto formed especially for this purpose: Omnifuels. These are the people who will have to take it forward with federal support. We see the driving force really coming from provincial bodies, as Quebec and Ontario have expressed great interest in this sort of technology.

**The Chairman:** You are aware of the experiment, I think it was announced the other day by the Quebec government, which produced in a laboratory some methanol. They had a four-cycle engine, I believe, operating on the result of the methanol they produced on their laboratory scale. Therefore, it could be a combination of provincial governments, especially Ontario and Quebec from what you have said. The federal government could end up being involved through the Department of Regional Economic Expansion or EMR or other agencies in other words.

**Mr. Overend:** It will be involved. In fact, the most likely avenue of involvement is the federal-provincial renewable energy demonstrations managed by Energy, Mines and Resources, which are specifically geared to this sort of cost-sharing approach where industry, province and federal government would collaborate.

**The Chairman:** One of our members asked a question as to whether or not, in the use of forest biomass, you could use wood forests that have been burned over, I believe. There is another source which I am told is very valuable and will be very valuable to Canada in the future. It is wood that has been submerged throughout Canada in forest areas where logging has taken place, and in some places I am told, on the Ottawa River, there is 40 feet of solid wood. Would you, Doctor Overend, or perhaps some of the people with you, tell us if there is still much value in that wood, if a way were found to remove it from the river beds economically?

• 1655

**Mr. Overend:** Would you like to take on this?

**The Chairman:** Some of it has been submerged, I understand, for 50, 60 years or more.

**Mr. Silversides:** That is correct, and in almost every instance the companies have taken a very hard, long look at it. Consolidated Bathurst Company did a very intensive survey. They allow 5 per cent sinkage each year of all the wood, a

[Translation]

**M. Overend:** Non, parce que cela ne relève plus de la compétence fédérale maintenant. Du moins, il ne s'agit plus d'une activité fédérale seulement. Même une usine pilote doit utiliser des quantités considérables de matières premières. L'usine pilote la plus petite que nous puissions envisager du point de vue technologique devrait utiliser de 100 à 200 tonnes de bois par jour, ce qui signifie des investissements considérables de l'ordre de 20 à 40 millions de dollars.

La stratégie industrielle la plus évidente consiste à dire qu'il faut pour y arriver un consortium composé de ceux qui détiennent les ressources, les provinces, de façon générale, de ceux qui sont habitués de travailler avec ces ressources, probablement les compagnies forestières, et de ceux qui détiennent les moyens techniques, comme l'INCO, la CIL et une nouvelle compagnie qui vient de se former à Toronto justement en vue d'exploiter ces ressources, Omnifuels. Ce sont les gens qui doivent lancer le projet avec l'appui du gouvernement fédéral. Nous considérons que ce sont les provinces qui doivent lancer le projet. En particulier, le Québec et l'Ontario ont démontré beaucoup d'intérêt pour cette technologie.

**Le président:** Vous devez être au courant de l'expérience qui a été menée il y a quelque temps par le gouvernement du Québec et qui a conduit à la production de méthanol en laboratoire. Je pense qu'on a réussi à faire fonctionner un moteur à quatre-temps au moyen de ce méthanol. Il se peut donc que des gouvernements provinciaux comme ceux de l'Ontario et du Québec soient amenés à participer au processus. Le gouvernement fédéral pourrait y être associé par l'intermédiaire du ministère de l'Expansion économique régionale, celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources ou de quelque autre organisme.

**M. Overend:** Il y sera associé. Ce sont les démonstrations fédérales-provinciales touchant l'énergie renouvelable dirigée par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et qui sont spécialement conçues pour s'adapter au programme de partage des coûts entre l'industrie, les provinces et le gouvernement fédéral, qui sont pour lui l'avenue la plus plausible.

**Le président:** Si je me souviens bien, un des députés du Comité a voulu savoir si les forêts incendiées se prêteraient à ce procédé. On me dit qu'il y a une autre source qui est actuellement très utile et qui pourrait l'être encore plus à l'avenir. Il s'agit du bois immergé un peu partout au Canada dans les régions où il y a eu des coupes de bois. Il semble qu'en certains endroits, dans la rivière des Outaouais par exemple, il y ait 40 pieds de bois solide. Monsieur Overend, êtes-vous ou l'un des collègues qui vous accompagne, en mesure de nous dire si ce bois aurait encore beaucoup de valeur si l'on trouvait un moyen de le retirer du lit des rivières de façon économique?

**M. Overend:** Aimerez-vous entreprendre une telle chose?

**Le président:** Je crois savoir que dans certains cas, ce bois est submergé depuis cinquante, soixante ans et même plus.

**M. Silversides:** C'est exact et dans la plupart des cas, les entreprises ont longuement et attentivement étudié la question. Ainsi, la Consolidated Bathurst a effectué une étude très poussée sur ce sujet. Cette entreprise estime qu'environ 5 p



[Texte]

million cords a year coming down that river, which has come down that river almost the last 50 years.

**The Chairman:** Or the Gatineau River, even.

**Mr. Silversides:** Or the Gatineau.

The point I want to make is that they made this survey and did not find enough to justify going after it. I worked for many years for the Abitibi Paper Company and we attempted to clean out our mill ponds at Sault Ste. Marie, Thunder Bay and down at Beaupré, Quebec, with the result that we did recover small volumes of wood but it was a very marginal operation and it lasted only a few years.

**The Chairman:** What is your opinion on the value of that wood?

**Mr. Silversides:** My only knowledge of it was for the pulping process, and it was quite all right.

I was also involved on lakes in the middle of British Columbia when you go to Kitimat. And there there was something like 500 million board feet of standing timber and we were logging at 120 feet under water. Now we could log it successfully and we could saw it successfully but we could not dry it successfully. In respect of the value of wood for energy, again, the drier the wood is the higher the b.t.u. value, and you have to use some of that contained energy to get rid of the water content. This wood is really supersaturated, and they have not found it possible yet to find an economical way of it.

**The Chairman:** It will depend on the price of oil.

I have one final question. Dr. Overend, I did not have time to go back to the photos you were showing us. Were you telling us that in the forest industry in Canada about 60 per cent of the wood waste is now being used in the plants for generation of steam or direct heating perhaps?

**Mr. Overend:** About that.

**The Chairman:** About 60 per cent, all right.

In respect of the 40 per cent that is left over, have you had an opportunity of looking at this and, if so, could that be used for direct heating or generation of steam for one's own use? Do you know of any studies that have been made on this? Would it be more feasible for that 40 per cent to be used in something like the production of methanol, for instance? In other words, have they reached their full potential on the amount that they can use within the forest industry itself?

**Mr. Overend:** Not exactly. What has happened is that all of the easy available residues have been used. The residual waste, so to speak, is locked up by economic circumstances. For example, in British Columbia, which has half of the wood waste, the coastal region has a very economical transportation system based on barges. So sawmills on the coast can send their residues to the pulp mills land they can be used for both the production of pulp and the manufacture of energy on site.

[Traduction]

100 de son bois va par le fond par année, soit un million de cordes de bois, et cela, depuis presque 50 ans.

**Le président:** La même situation s'observe sur la rivière Gatineau.

**M. Silversides:** Oui, sur la Gatineau.

Là où je veux en venir, c'est que cette entreprise a effectué l'étude en question et n'en a pas conclu que cela valait la peine de tenter de récupérer le bois perdu. Pour ma part, j'ai travaillé longtemps pour la compagnie *Abitibi Paper* et nous avons tenté de nettoyer nos réservoirs de moulin à Sault Ste-Marie, Thunder Bay et même à Beaupré au Québec. Nous avons ainsi réussi à récupérer de faibles quantités de bois, mais il s'agissait d'une opération très marginale qui n'a duré que quelques années.

**Le président:** A votre avis, quelle est la valeur de ce bois?

**M. Silversides:** Tout ce que j'en sais, c'est qu'il devait servir à faire de la pulpe, ce qui convenait tout à fait.

J'ai également travaillé dans des lacs situés au milieu de la Colombie-Britannique, dans la région de Kitimat. Il y avait pour l'équivalent d'environ 500 millions de pieds de troncs d'arbres de bois de sciage et nous les récoltions à 120 pieds sous l'eau. Il était possible de les récupérer, puis de les scier, mais non de les sécher avec succès. Or, pour ce qui est de la valeur du bois comme source d'énergie, plus il est sec, plus il peut fournir de BTU. D'ailleurs, il faut qu'une partie de cette énergie en BTU serve à éliminer l'eau. Il s'agit d'un bois hyper-saturé et l'on n'a pas encore trouvé de formule économique permettant de le sécher.

**Le président:** Cela dépendra du prix du pétrole.

J'ai une dernière question. Monsieur Overend, je n'ai pas eu le temps de regarder à nouveau les photos que vous nous avez montrées. Toutefois, nous avez vous dit qu'au Canada, environ 60 p. 100 des déchets du bois sert à la production de vapeur dans les usines ou à des fins de chauffage?

**M. Overend:** C'est à peu près cela.

**Le président:** Environ 60 p. 100, c'est bien.

Avez-vous eu l'occasion d'examiner ce qu'il advient du 40 p. 100 qui reste, et si tel est le cas, croyez-vous qu'on puisse l'utiliser à des fins de chauffage direct ou pour produire de la vapeur pour les besoins des particuliers? Avez-vous entendu parler d'études qui auraient été effectuées à ce sujet? Serait-il plus facile d'utiliser ce 40 p. 100 à des fins comme la production de méthanol, par exemple? Autrement dit, a-t-on déjà atteint le maximum pour ce qui est de l'utilisation qu'on peut faire de ces produits au sein de l'entreprise forestière même?

**M. Overend:** Pas vraiment. On a plutôt utilisé tous les déchets facilement accessibles. L'utilisation qu'on fait des déchets dépend, si l'on peut dire, des circonstances économiques. Ainsi, la Colombie-Britannique, qui compte à peu près la moitié des déchets du bois, est dotée, dans la région côtière, d'un système de transport par chaland très économique. Cela permet aux scieries du littoral ouest d'envoyer leurs déchets aux pulperies; on peut, dès lors, utiliser les déchets sur ces lieux même, à des fins de production de pulpe et de production d'énergie.



**[Text]**

The lumber industry in the interior does not have that easy facility, it depends on road and rail transportation to get it to the coast, and there are not really very many high energy users or consumers within the interior. So it is becoming evident that that sort of strategy, maybe a methanol plant, to mop up residues that are not transportable would be a logical one to apply.

There is an interesting—experiment would be the wrong word to us—development in Hearst, Ontario. Hearst is another instance where there is a large sawmill enterprise—well, there are several—and there is really no local use for the wood residue. The nearest pulp and paper mill boiler is about 100 kilometres distant, and to take wood as is to that, the transportation costs would be too high.

• 1700

The Shell company has taken out a licence on a process which produces densified wood. They are going to purchase all of the residues in the Hearst area, draw them into a factory, dry them, pulverize them and make a pellet. This pellet has a density of about 1. It is twice as dense as wood. It has a heating value which approximates that of a soft coal and it is very transportable. They will then transport the sawmill residues in this modified form to large-scale boilers such as hog fuel boilers, where it can be burned as a pulverized fuel, put through a grinder and then going into the boiler that way. That is an example whereby the transportation constraint can be surmounted. A liquid fuel would do just with the same sort of solution.

**Mr. Rose:** On a supplementary, you are saying you cut your density by half?

**Dr. Overend:** Double the density.

**Mr. Rose:** Double the density but cut the volume by half.

**Dr. Overend:** That is correct.

**Mr. Rose:** So it makes it economically viable.

**Dr. Overend:** So a truck which would have been full but not loaded to its total weight is now able to fill to its weight loading.

**The Chairman:** Thank you. Dr. Gurbin was waiting patiently.

**Mr. Gurbin:** This is very short and a little bit technical, but I think it is an important question technologically.

Did I understand you correctly to say that your major effort in terms of the gasification of your biomass was involving oxygen? Now, is that your major single effort?

**Dr. Overend:** It has not been but it will have to be in the near future.

**Mr. Gurbin:** What oxygen source are you using?

**Dr. Overend:** Generally we are using tonnage oxygen. The Inco proposal is based on the fact that there is a very large

**[Translation]**

Cependant, l'industrie du bois de sciage dans les régions sises à l'intérieur des terres ne dispose pas d'un tel service; elle dépend du transport par voie de surface, la route et le chemin de fer, pour acheminer son bois vers la côte, et il n'y a pas beaucoup de consommateurs de grandes quantités d'énergie dans ces régions. Il est donc assez clair que le genre de solution précitée, c'est-à-dire peut-être la construction d'une usine de méthanol destinée à absorber les déchets non transportables, est très bien indiqué.

A Hearst, en Ontario, on a assisté à quelque chose d'intéressant et que j'hésiterais à qualifier d'expérience. C'est un autre endroit où l'on trouve une grande scierie—de fait, il y en a plusieurs—et où l'on ne peut faire un usage local des déchets du bois. En effet, l'usine de pâtes et de papiers la plus rapprochée se trouve à environ 100 kilomètres, ce qui entraîne des coûts de transport trop élevés.

La compagnie Shell a donc obtenu un brevet lui permettant de comprimer le bois. Elle s'apprête à acheter tous les déchets de bois de la région de Hearst, pour les acheminer vers une usine, les sécher, les pulvériser et en faire une boule comprimée ayant une densité d'environ 1, c'est-à-dire, le double de celle du bois. Cette boulette comprimée a une valeur de combustible s'approchant de celle de la houille tendre et est très facile à transporter. Ces restes modifiés seront donc acheminés vers de grandes chaudières comme celles qui utilisent du combustible à base d'excréments de porcs, où ils peuvent servir de combustible pulvérisé après avoir été broyés. C'est un exemple d'une façon de surmonter les problèmes de transport. On peut également en arriver à une solution analogue en utilisant un combustible liquide.

**M. Rose:** Question supplémentaire, vous avez dit avoir coupé la densité de moitié?

**M. Overend:** Elle se trouve doublée.

**M. Rose:** La densité est doublée mais c'est le volume qui est coupé, je suppose, de moitié.

**M. Overend:** C'est exact.

**M. Rose:** Cela rend donc ce projet rentable.

**M. Overend:** Cela signifie qu'un camion auparavant rempli à capacité mais n'ayant pas atteint le poids maximal qu'il peut transporter est maintenant en mesure d'atteindre ce maximum.

**Le président:** Je vous remercie. M. Gurbin attendait patiemment.

**M. Gurbin:** J'ai une question très brève, quelque peu technique, mais j'estime qu'elle est importante.

Avez-vous bien dit que vous concentriez vos efforts de gazéification de votre biomasse en utilisant de l'oxygène? Est-ce cela votre unique grand projet?

**M. Overend:** Cela ne l'était pas, mais devra l'être dans un avenir rapproché.

**M. Gurbin:** Quelle source d'oxygène utilisez-vous?

**M. Overend:** En général, nous utilisons de l'oxygène à la tonne. A cet égard, la proposition de l'Inco se fonde sur le fait

[Texte]

oxygen supply in Sudbury, but in any case, an air separation plant does add costs but is an economic way of doing it.

**Mr. Gurbin:** Okay. Given the carbon resource that you have got with your gasified biomasses as in natural gas, are you familiar with technology to significantly multiply your methanol by hydrogenating?

**Dr. Overend:** We have examined on a number of occasions the concept of using offpeak electricity, for example towards hydrogenating to a methanol process and use the oxygen as part of the feed. So far, there is no such thing as offbeat electricity which is at a low enough price to make it more viable in throwing away the carbon  $\text{CO}_2$ . Equally, we have examined the concept of using methane as a hydrogen source, and again it depends on local circumstances. If that methane could have been shipped to the border, it is worth over four or five dollars a thousand cubic feet. It is a helluva lot more valuable than the wood, which you would throw some of the carbon away.

Now, if there was a region where there was a small supply of natural gas that cannot get to market, it might be worth considering one of these hybrid processes where you have methane and wood.

**Mr. Gurbin:** Conversely, if you had a biomass gasification process where you were taking your wood, and at the same source, say a source of cheap electricity...

**Dr. Overend:** Yes.

**Mr. Gurbin:** ... you would have a real opportunity, in your opinion, or not?

**Dr. Overend:** We have not seen any low enough cost electricity yet.

• 1705

**Mr. Gurbin:** But that is the determining factor—the cost of the electricity. And you are saying if it was off peak load, then that might significantly change the economics here again.

**Mr. Overend:** We have examined it, but unfortunately the capital investment in the methanol plant has to keep running all the time. So we have not found any real way of off-peak the methanol plant. So you have to have big storage for the hydrogen. It gets very messy.

**Mr. Gurbin:** I think you have answered my question. Thank you.

**The Chairman:** Mr. Rose.

**Mr. Rose:** Mr. Chairman, I do not know whether you are going to the technical people now or what you planned...

**The Chairman:** There is Mr. Portelance...

**Mr. Rose:** Oh, I am sorry. He is ahead of me.

[Traduction]

qu'il existe une source considérable d'oxygène à Sudbury mais de toute façon, si l'utilisation d'une usine de séparation des gaz ajoute aux coûts, cela demeure une solution économique.

**M. Gurbin:** C'est bien. Étant donné les ressources en carbone dont vous disposez, compte tenu de la présence de vos biomasses gazéifiées comme on en trouve dans le gaz naturel, connaissez-vous la technologie permettant d'augmenter la quantité de méthanol de façon significative au moyen de l'hydrogénation?

**M. Overend:** Nous avons étudié à plusieurs reprises l'idée d'utiliser l'énergie électrique disponible pendant les périodes creuses à des fins d'hydrogénation permettant d'obtenir du méthanol et utilisant de l'oxygène au cours du processus. Jusqu'à ce jour, il n'existe pas, pendant les périodes creuses, d'énergie électrique disponible à des prix assez économiques pour qu'on mette au rancart la méthode recourant au gaz carbonique. De même, nous avons étudié la possibilité d'utiliser le méthane comme source d'hydrogène, et encore une fois, cela dépend des circonstances locales. S'il était possible d'expédier ce gaz à la frontière, il vaudrait plus de quatre ou cinq dollars par millier de pieds cubes. Il vaut considérablement plus que le bois, dont on élimine d'ailleurs une part du carbone.

S'il existe toutefois une région où l'on trouve une petite quantité de gaz naturel qu'on ne peut acheminer jusqu'à un marché, il vaudrait peut-être la peine d'envisager l'un de ces processus mixtes faisant appel au méthane et au bois.

**M. Gurbin:** Dans le cas contraire, si l'on a un processus de gazéification de la biomasse par lequel on obtient du bois et, à la même source, de l'énergie électrique bon marché...

**Mr. Overend:** Oui.

**M. Gurbin:** Est-ce que cela ne représenterait pas une possibilité intéressante?

**M. Overend:** Nous n'avons pas encore trouvé de source d'énergie électrique qui soit assez économique.

**M. Gurbin:** Le facteur déterminant c'est justement le coût de l'électricité. Vous avez dit que si l'on pouvait utiliser l'électricité disponible pendant les périodes creuses, cela réduirait sensiblement les coûts.

**M. Overend:** Nous avons étudié la question, mais malheureusement l'usine de méthanol doit fonctionner continuellement. Nous n'avons pas trouvé de méthode qui nous permette de la mettre en marche uniquement en dehors des périodes de pointe. Il faut également prévoir des entrepôts énormes pour l'hydrogène. Cela peut devenir assez encombrant.

**M. Gurbin:** Vous avez répondu à ma question. Merci.

**Le président:** Monsieur Rose.

**M. Rose:** Monsieur le président, je ne sais pas quelles sont vos intentions, allez-vous passer la parole aux experts ou si...

**Le président:** Il y a M. Portelance qui doit...

**M. Rose:** Ah, pardon. C'est effectivement le tour de M. Portelance.



[Text]

**The Chairman:** ... and then Mr. Graham, our researcher, wanted a question.

Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Monsieur Overend, vous semblez avoir des budgets adéquats pr la recherche dans le domaine forestier, mais pour ce qui est de l'agriculture, cela laisse à désirer. A cet effet, vous avez demandé des fonds additionnels, est-ce que vous les avez eus?

**Mr. Overend:** I am terribly sorry, but I did not catch ...

**Mr. Portelance:** I will try to say it in English.

**The Chairman:** Count to 10; count to 10.

**Mr. Portelance:** According to a booklet from the Research Council of Canada which I have here, you were saying you seem to have enough money allocated to the forestry division, but you are lacking some money for agriculture.

**Mr. Overend:** That is correct.

**Mr. Portelance:** Did you get anything new since this report has been made, or is it still the same?

**Mr. Overend:** We have not had significant increments on the agricultural side.

**Mr. Portelance:** And the research is done through the Department of Agriculture ...

**Dr. Overend:** That is correct.

**Mr. Portelance:** ... or you have some people working ...

**Mr. Overend:** We transmit the funds to the Department of Agriculture.

**M. Portelance:** J'aurais une autre question, monsieur le président.

**Le président:** Vous avez encore la parole, monsieur Portelance.

**M. Portelance:** En ce qui concerne l'utilisation du méthanol et de différents produits qu'on veut introduire dans le domaine du transport; est-ce que les moteurs des automobiles ou des camions peuvent s'y adapter sans changement? Ou des modifications devront-elles être faites pour leur utilisation?

**Mr. Overend:** I think, by the way you have phrased your question, you appreciate it is a very complex technological issue. We are aware that by blending methanol with gasoline, we can make low percentages, say up to 10 per cent, with proper modification of the gasoline and very little modification of the engine or the automobile. Equally, we have been working with the Ontario Research Foundation on a unique device developed by them, which makes an unstable emulsion of diesel oil and methanol. This emulsion requires just mechanical energy, and it makes the two very immiscible substances—just as water and olive oil are immiscible; you have salad oil, it is an emulsion—where there are little droplets of methanol, in this case in diesel. These emulsions are usable in a diesel engine, and we have reached the point where the Ontario Research Foundation, with Energy, Mines and Resources support, have a very large demonstration truck running on a

[Translation]

**Le président:** Ensuite M. Graham, notre chercheur veut poser une question.

Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** Mr. Overend, you seem to have sufficient money for research in forestry, but you do not seem to have much for agriculture. Have you in fact asked for additional funds? Have you received additional funds?

**M. Overend:** Je regrette mais je n'ai pas entendu ...

**M. Portelance:** Je le répéterai en anglais.

**Le président:** Ne vous impatientez pas, prenez votre temps, comptez jusqu'à 10.

**M. Portelance:** Selon une brochure publiée par le Conseil national de recherches du Canada, il semble que vous ayez suffisamment de fonds dans le domaine forestier, mais que pour ce qui est de l'agriculture, cela laisse à désirer.

**M. Overend:** Vous avez raison.

**M. Portelance:** Avez-vous réussi à obtenir des crédits additionnels depuis la publication de ce rapport ou la situation est-elle demeurée inchangée?

**M. Overend:** Il n'y a pas eu d'augmentation sensible du côté de l'agriculture.

**M. Portelance:** Et la recherche se fait par l'entremise du ministère de l'Agriculture?

**M. Overend:** C'est cela.

**M. Portelance:** Ou avez-vous du personnel affecté à la recherche ...

**M. Overend:** Nous transmettons ces crédits directement au ministère de l'Agriculture.

**Mr. Portelance:** I have a further question Mr. Chairman.

**The Chairman:** You still have the floor Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** Is it possible to use methanol or any of the other products you have described in automobile and truck engines; can the engines be readily adapted to make use of these new fuels?

**M. Overend:** La façon dont vous avez posé votre question me laisse entendre que vous comprenez qu'il s'agit là d'une question hautement technique et compliquée. Il est maintenant possible de mélanger jusqu'à 10 p. 100 de méthanol à l'essence, dont la composition est modifiée de la façon appropriée, sans modifier sensiblement le moteur de l'automobile. Nous avons également collaboré avec la *Ontario Research Foundation* sur la mise au point d'un mécanisme unique, qui permet d'ajouter le méthanol au carburant diesel sous forme d'émulsion. Il ne faut que de l'énergie mécanique pour émulsionner ces deux substances immiscibles. Tout comme dans une vinaigrette où vous avez des gouttes de vinaigre suspendues dans l'huile, les gouttes de méthanol le sont dans le carburant diesel. Ces émulsions peuvent être utilisées dans des moteurs diesel, et avec la collaboration de la *Ontario Research Foundation* et celle du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources,



[Texte]

mixture of approximately 20, occasionally 25, per cent methanol and diesel oil.

**An hon. Member:** With no modification in the engine?

**Mr. Overend:** It is a built-on modification. We add a separate circuit. There is a second tank of methanol. There is a pump and there is this homogenizer, this emulsifier, and then the rest of the engine is just as it was before; and you can switch the methanol in and out. So it means we can, if you like, supplement both diesel and gasoline in the early stages of a methanol strategy, if that is the policy of the government. It is technologically feasible.

**Mr. Portelance:** What about the automobile industry? Do they cooperate in research on that?

**Mr. Overend:** They are very interested in this research; they have cooperated, particularly General Motors, with the work on the diesel truck. I think I have discerned on the part of industry an enthusiasm for alternative fuels, because after all, they want to sell automobiles and trucks forevermore, and they are prepared to consider almost any fuel, provided they know it is going to be available at some time.

• 1710

Again it is a question of strategy. It takes 7 to 13 years to completely change an automobile line around.

**Mr. Portelance:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Mr. Corbett and then Mr. Graham. Oh, Mr. Rose has a supplementary.

**Mr. Rose:** I am not sure it is a supplementary.

**The Chairman:** All right. Mr. Corbett, then a supplementary from Mr. Rose and then Mr. Graham. Your third supplementary.

**Mr. Corbett:** In your presentation, Dr. Overend, you say on page 2:

Expressed in energy terms, the total harvest of biomass is almost equivalent to all the fossil fuel, oil, gas and coal used in Canada . . . .

Could you expand on that particular statement and also give us an indication of what time terms you are talking about? Is this per annum or what? What are you indicating here?

**Mr. Overend:** On an annual basis, if you take all the oil, coal and gas that we use and burn them you get so much heat. If you take all the grain, the forestry products, the forest harvest, all of the forage fed to animals and burn them, you would get just about the same amount of energy. It is to give you a measure of how large an industry agriculture and forestry are together.

**Mr. Corbett:** So this obviously then includes all of that material that is utilized in the pulp and paper industry, and everything else.

[Traduction]

nous avons pu construire un grand camion de démonstration, qui consomme un carburant diesel additionné de 20 à 25 p. 100 de méthanol.

**Une voix:** Sans modification du moteur?

**M. Overend:** La modification a été intégrée au départ. Nous y avons ajouté un circuit séparé. Il y a également un deuxième réservoir pour le méthanol. Aussi il faut une pompe, et un mécanisme qui permet d'homogénéiser cette émulsion, mais pour le reste le moteur ne change pas. Le système vous permet de rouler avec un carburant diesel pur, ou avec un mélange méthanol-carburant diesel. Ce qui veut dire que si le gouvernement décidait d'adopter une telle stratégie, nous serions déjà en mesure de répandre cette technologie, d'enrichissement du carburant diesel et de l'essence, si nécessaire. La technologie est là.

**M. Portelance:** Qu'en est-il de l'industrie de l'automobile? Collaborent-ils à ce genre de recherche?

**M. Overend:** C'est justement ce genre de recherches qui les intéresse. La *General Motors* par exemple a travaillé à la mise au point du camion diesel que je vous ai décrit tout à l'heure. J'ai remarqué que l'industrie est enthousiasmée par ce genre de recherche parce que ce qui les intéresse à long terme, c'est de pouvoir continuer à vendre des automobiles et des camions et qu'ils sont prêts à étudier toute forme de carburant, à condition qu'un jour ces carburants soient commercialisés.

Encore une fois, c'est une question de stratégie. Il faut de 7 à 13 ans pour entièrement changer une série de voitures.

**M. Portelance:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** M. Corbett et ensuite M. Graham. Ah, M. Rose veut poser une question supplémentaire.

**M. Rose:** Je ne suis pas sûr que ce soit une question supplémentaire.

**Le président:** Très bien. M. Corbett, suivi d'une question supplémentaire de M. Rose, et ensuite M. Graham. C'est votre troisième question supplémentaire.

**M. Corbett:** Monsieur Overend, vous dites à la page 2 de votre exposé:

Exprimée en termes d'énergie, la récolte entière de la biomasse équivaut à presque tous les combustibles fossiles, le pétrole, le gaz, et le charbon, utilisés au Canada . . .

Pourriez-vous expliciter cette affirmation et nous donner également une idée du calendrier que vous avez en tête? Voulez-vous dire par année ou quoi? Que voulez-vous dire?

**M. Overend:** Sur une base annuelle, si on prend tout le pétrole, charbon, et gaz que nous utilisons, on obtient autant de chaleur en les brûlant. Si on prend toutes les céréales, les produits forestiers, les récoltes des forêts, toutes les provendes données aux animaux, on obtiendrait presque la même quantité d'énergie en les brûlant. Cette comparaison est pour vous donner une idée de l'envergure globale des industries agricole et forestière.

**M. Corbett:** Cela comprend donc évidemment tout ce qui est utilisé dans l'industrie des pâtes et papiers et tout le reste.

[Text]

**Mr. Overend:** Oh, yes.

**Mr. Corbett:** Under supply, you mention that the annual production of biomass is many times our energy consumption. This seems to be contradictory to what you have just said.

**Mr. Overend:** We choose not to harvest it. We do not operate on all of our terrain and we do not harvest as much of the forest as a rule.

**Mr. Corbett:** So you are talking about unharvested fuel.

**M. Overend:** Total biomass productivity.

**Mr. Corbett:** Which obviously has to be primarily centralized in the forestry industry.

**Mr. Overend:** Yes.

**Mr. Corbett:** Could you provide the committee with some comparative figures in terms of biomass and oil, for instance? How many BTUs are supplied from a cord of wood as opposed to a barrel of oil? Things of that nature.

**Mr. Overend:** We use a convention when talking about biomass, and state that it is oven dry; that is to say, there is no moisture associated with either the biomass or the peat. Very roughly, a ton of oil represents six and a half or seven barrels, if you wish to use barrels as your measure. A dry ton of peat or wood represents about three barrels. It has about half the energy density.

**Mr. Corbett:** I see. So a ton of peat and a ton of wood are very similar.

**Mr. Overend:** Very similar.

**Mr. Corbett:** The BTU content would be comparative.

**Mr. Overend:** Yes.

**Mr. Corbett:** We have been dealing primarily with the biomass related to the forest industry but you have mentioned mariculture. Could you give us some more detail on that?

**Mr. Overend:** The major effort that is going on in the world on mariculture for energy is in fact a General Electric and United States department of energy effort with giant kelps growing off California, the intention being that nutrient-rich bottom waters are brought up through a long plastic tube, passed over the kelp, which is in the solar layer of the sea, and you produce biomass, which they are hoping to turn into methane by anaerobic digestion. In the Atlantic regional laboratory of the National Research Council we have been working for quite a few years on various aspects of Irish moss, a seaweed harvest. That laboratory and I have been co-operating on looking at the productivity of the ocean. It is an awfully long way away. We have conducted one brief survey of roughly how much biomass is produced per unit of ocean and we find that it is very highly variable in time. That means it is going to be a very dodgy source of energy. We of course have a lot on land at this time.

The other aspect, of course, is that the marine biomass itself is extremely wet. We are talking of something that has the

[Translation]

**M. Overend:** Oui.

**M. Corbett:** En parlant des approvisionnements, vous dites que la production annuelle de la biomasse est plusieurs fois plus importante que notre consommation d'énergie. Cela semble contredire ce que vous venez de dire.

**M. Overend:** Il y a des choses que nous ne récoltons pas. Nous n'exploitons pas tous nos terrains, et en général, nous ne récoltons pas autant de produits forestiers.

**M. Corbett:** Vous parlez donc de combustible non récolté.

**M. Overend:** De la productivité totale de la biomasse.

**M. Corbett:** Qui évidemment est surtout concentrée dans l'industrie forestière.

**M. Overend:** Oui.

**M. Corbett:** Pourriez-vous fournir au Comité des chiffres comparant, par exemple, la biomasse et le pétrole? Combien de BTU obtient-on d'une corde de bois comparativement à un baril de pétrole? Des choses de ce genre.

**M. Overend:** Lorsque nous parlons de biomasse, nous nous sommes convenus de parler de biomasse sèche; c'est-à-dire qu'il n'y a pas d'humidité associée à la biomasse, ni à la tourbe. En termes très généraux, une tonne de pétrole représente 6½ ou 7 barils, si vous préférez parler de baril. Une tonne sèche de tourbe ou de bois représente environ 3 barils. La densité énergétique est donc à peu près la moitié.

**M. Corbett:** Je comprends. Donc une tonne de tourbe est très semblable à une tonne de bois.

**M. Overend:** Très semblable.

**M. Corbett:** La teneur en BTU serait comparable.

**M. Overend:** Oui.

**M. Corbett:** Nous avons surtout parlé de la biomasse en rapport avec l'industrie forestière, mais vous avez mentionné la mariculture. Est-ce que vous pouvez nous donner plus de détails à ce sujet?

**M. Overend:** Les efforts les plus importants consentis dans le monde pour retirer de l'énergie par la mariculture sont les efforts que font la Général Electric et le ministère Américain de l'Énergie à l'endroit des varechs géants qui poussent le long de la Californie. Le principe, c'est qu'on remonte les eaux de fond riches en nutriment par un long tube en plastique, qu'on les déverse sur le varech qui se trouve au niveau solaire de la mer. Ils produisent ainsi de la biomasse qu'ils espèrent transformer en méthane par la digestion en aérobic. Au laboratoire régional de l'Atlantique du Conseil national de recherches, nous travaillons depuis pas mal d'années sur divers aspects de la mousse d'Irlande, une algue. Je collabore avec ce laboratoire pour étudier la productivité de l'océan. Il y a énormément de chemin à faire. Nous avons fait une brève étude pour savoir combien de biomasse produit approximativement chaque unité d'océan; nous avons découvert que cela varie beaucoup d'après le moment. Cela veut dire que ce sera une source d'énergie très peu fiable. Evidemment, nous avons beaucoup d'énergie sur terre ferme à l'heure actuelle.

Évidemment, la biomasse maritime est aussi extrêmement humide. Elle a à peu près la même consistance que la tourbe; à



## [Texte]

same sort of consistency as peat; in the native state, it is 80 to 90 per cent water, quite a lot of mineral and a little bit of carbon and hydrogen.

One of the small contracts we have awarded this year is for a technology which would take things like seaweed and waterweed, and by a proprietary process, turn it into a denser material, say, 50 per cent moisture, so that we can then process it further to make energy. However, it is a very experimental program. I am not going to say that we will be driving our cars on ocean biomass by the year 2000.

**Mr. Corbett:** Okay, but then your last sentence pretty well clarifies the situation. You are talking about processing it to form some sort of a liquid fuel that could be utilized, rather than burning it, for instance, to . . .

**Mr. Overend:** We think there are many other things you would choose to burn before you start with a very aqueous mess like seaweed.

**Mr. Corbett:** But then again, you would get the same sort of problems, to some degree, with wood peat which you have recognized, but yet peat is burned, dried and . . .

**Mr. Overend:** We have also been supporting some research and development. Again it was very exploratory, on a novel process which would de-water peat. By the same token, it will release a large amount of energy resource which is untouchable at this time.

**Mr. Corbett:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Corbett. Mr. Rose, your supplementary question.

**Mr. Rose:** Well, Mr. Corbett's question brought up a question in my mind. You talked about this mariculture, an anaerobic development, and methane—those things are all associated in my mind with marsh gas and its relationship to methyl alcohol. I wondered if there is a connection at all in any of those?

**Mr. Overend:** There is certainly a connection with marsh gas, and in fact the same sort of biology is taking place in the fermentation . . .

**Mr. Rose:** But that is a natural thing. Is that the experimental work now being carried out to see if this cannot be done more or less as a utility or an industry rather than just as a natural process?

**Mr. Overend:** We have been looking at on-farm generation of methyl using animal waste, and that work is going quite slowly for a number of reasons. In one case, the herd of pigs that was providing the waste developed a disease not associated with the anaerobic digester, and they are no longer providing. This sort of thing slows down biometrics.

The National Research Council has been trying to work on the separate steps of this process, because it is of great importance not only for energy but in the environmental treatment of food processing wastes. To date we have made a number of successful steps in understanding the mechanism of the natural process you talk about. We have hopes this will

## [Traduction]

l'état naturel, elle est composée de 80 à 90 p. 100 d'eau, avec pas mal de minéraux et un peu de carbone et d'hydrogène.

L'un des petits contrats que nous avons signés, cette année, prévoyait la mise au point d'une technique qui permettrait de prendre des algues et des herbes aquatiques et d'en faire une substance plus dense, dont l'humidité serait, disons, de 50 p. 100, et qui serait ensuite transformée en énergie. Mais c'est un programme hautement expérimental. Je ne suis pas prêt à dire que les voitures seront alimentées par la biomasse maritime d'ici à l'an 2000.

**M. Corbett:** Très bien, votre dernière phrase résume assez bien la situation. Vous avez parlé de transformer cette substance en combustible liquide, plutôt que de la brûler, par exemple.

**M. Overend:** Il y a bien des choses qu'on pourrait brûler avant d'essayer une substance aussi aqueuse que l'algue.

**M. Corbett:** Encore une fois, vous aurez le même genre de problème qu'avec la tourbe fabriquée à partir du bois, et pourtant, on brûle de la tourbe, on la fait sécher et . . .

**M. Overend:** Nous avons subventionné des recherches là-dessus. Là encore, c'était très innovateur; il s'agissait de mettre au point une nouvelle technique de déshydratation de la tourbe. Le processus doit permettre de dégager des quantités considérables d'énergie qui sont, pour le moment, inaccessibles.

**M. Corbett:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Merci, monsieur Corbett. Monsieur Rose, vous avez une question supplémentaire.

**M. Rose:** L'intervention de M. Corbett me fait penser à une autre question. Vous avez parlé de la mariculture, de l'anaérobic, et du méthane, choses que j'associe au gaz des marais et à l'alcool méthylique. Je voudrais savoir si ces choses sont reliées.

**M. Overend:** Il y a certainement un lien avec le gaz des marais, car le processus de fermentation est le même.

**M. Rose:** Mais il s'agit d'une substance naturelle. Fait-on des recherches pour déterminer si on pourrait produire la substance dans des usines plutôt que de la trouver dans la nature?

**M. Overend:** Nous avons étudié la possibilité de produire du méthane à partir des excréments, des animaux de ferme, mais pour de nombreuses raisons, on ne fait pas beaucoup de progrès. Dans un des cas, les porcs qui fournissaient l'excrément ont été victimes d'une maladie qui n'avait rien à voir avec le digesteur anaérobie, et ils ne fournissaient plus. Ce genre de chose retarde tout le processus.

Le Conseil national de recherches travaille aux différentes étapes du processus, qui est d'une grande importance, non seulement pour sa valeur énergétique, mais aussi pour le traitement des déchets alimentaires. Aujourd'hui, nous comprenons mieux le déroulement du processus naturel dont vous avez parlé. Nous espérons que cela nous permettra de mettre



[Text]

lead to the design of much superior technology which will be, of course, much lower in cost and much more efficient than the present process is.

**Mr. Rose:** In my part of the country, we burn in beehive burners or use as land fill, waste from cedar mills.

**The Chairman:** Waste from?

**Mr. Rose:** British Columbia.

**The Clerk of the Committee:** Cedar.

**Mr. Rose:** Cedar mills.

**The Chairman:** Oh, cedar, okay.

**Mr. Rose:** Shingle and shake operations, using them to fill in marsh lands and any kind of wet lands. I just give that information because, really, what you mentioned, small, decentralized power generators in remote areas, rather than the huge, centralized, either hydro electric or nuclear, seems to be a desire on the part of at least some people as a method to which we should be directing ourselves.

I would like to know if there exists today, using natural products, any reasonable practical—and I think of those in terms of cost—ways for remote communities using decentralized biological material to serve these communities to produce electricity.

**Mr. Overend:** I think there is now technology available. It has just finished the pilot plant work and the demonstration, which would satisfy this need both in northern communities, remote communities in Alaska, Canada, but also for the developing parts of the Third World. There is likely to be quite a large market for such technology.

**Mr. Rose:** Yes. If you had, sir, \$1 million to invest in some sort of bio-electrical or bio-energetic technology, where would you put it right now? The best bet?

• 1720

**The Chairman:** First mortgages.

**Mr. Rose:** No, no.

**Mr. Overend:** I feel that you are too optimistic. I think I would come back, as always, as my colleagues who distribute it with me know, and say, well, a million dollars is very nice but it hardly is going to get us anywhere.

**Mr. Rose:** I want your best bet.

**Mr. Overend:** It is a larger sum of money.

**Mr. Rose:** There is no restriction, we will give you any amount you want: where are you going to put it?

**Mr. Overend:** I would put it in medium BTU gasification right now, because I would get a payoff within a decade.

**The Chairman:** Medium . . .

**Mr. Overend:** Medium BTU gasification, it is oxygen . . .

**Mr. Rose:** Could you tell us more about that please, because there are some millionaires here, I think Stan Darling is a millionaire and some of the others.

**Mr. Darling:** Tell my banker that.

[Translation]

au point une technique moins coûteuse et plus efficace que celles qui existent actuellement.

**M. Rose:** Dans ma région, nous brûlons les déchets des scieries de cèdres dans des contenants clos, ou nous nous en servons pour le remplissage.

**Le président:** D'où viennent ces déchets?

**M. Rose:** De la Colombie-Britannique.

**Le greffier du Comité:** Il s'agit de déchets de cèdres.

**M. Rose:** Des scieries de cèdres.

**Le président:** Oh, du cèdre.

**M. Rose:** On se sert des déchets des scieries de bardeaux pour remplir des marais et des terres humides. Si je vous donne ces informations, c'est que la plupart des gens, dans les régions éloignées, préfèrent les petites génératrices décentralisées, dont ils peuvent se servir eux-mêmes, aux grandes centrales nucléaires ou hydro-électriques.

Je voudrais savoir s'il existe des méthodes pratiques—c'est-à-dire abordables—que les habitants des régions éloignées pourraient employer pour transformer des substances organiques en électricité.

**M. Overend:** Je crois qu'une telle méthode existe déjà. Les essais à l'usine sont terminés et la méthode devrait pouvoir être employée dans des régions éloignées du Nord canadien et de l'Alaska, ainsi que dans les pays en voie de développement du Tiers-Monde. Il y aura sans doute un marché important.

**M. Rose:** Oui. Si vous aviez un million de dollars à investir dans une technique bioélectrique ou bioénergétique quelconque, où le placeriez-vous? Laquelle serait la plus sûre?

**Le président:** Des premières hypothèques.

**M. Rose:** Non.

**M. Overend:** Vous êtes trop optimiste. Eh bien, je dois répondre toujours, comme le savent mes collègues distributeurs, qu'un million de dollars serait très bien, mais que ça ne nous rapportera rien.

**M. Rose:** Quel est votre meilleure estimation?

**M. Overend:** Cela demande beaucoup plus d'argent.

**M. Rose:** Il n'y a aucune restriction, vous aurez le montant que vous voudrez: où placerez-vous l'argent?

**M. Overend:** Dans le procédé de gazéification à température moyenne, en ce moment, car on pourra en bénéficier d'ici à 10 ans.

**Le président:** Gazéification . . .

**M. Overend:** La gazéification par injection d'oxygène à température moyenne . . .

**M. Rose:** Pourriez-vous nous donner plus de détails, s'il vous plaît, car il y a des millionnaires ici, entre autres Stan Darling, et quelques autres.

**M. Darling:** Allez dire cela à mon banquier.

[Texte]

**Mr. Rose:** Sir, you have given us so much information. You know, we are just bombarded with information. It is very difficult for some of us who are slow learners to sort this all out and we would like to know more about this last option of yours.

**Mr. Overend:** I think you are really asking me to show my prejudices . . .

**Mr. Rose:** That is right.

**Mr. Overend:** . . . rather than my skilled judgment.

**The Chairman:** We will call it bias.

**Mr. Overend:** I think "bias" is a fair statement. I will back up a little on your question, I will return to it, as to what I would put money in, but I think you have highlighted one of the major problems that new energy technologies have. We are really in a position that we are looking for the fairy godmother, godfather, godperson to come down and hand out that sort of level of investment over the next decade, because that is the only way that many of these ideas that are fermenting on the laboratory benches are going to move out. It is a high-investment, high-technology type of area and small companies with operating capital of \$1 million, \$2 million can make a brilliant start in this field. I know of two or three in Canada in the biomass area. But they cannot sustain it because it is just too expensive.

I think if I were in the position of being fairy godfather and distributing this money, I would spread my bets in the following way: we have these exciting technologies, such as the mechanical transformation of wood into animal food, the same sort of technology that gives you a substrate for biological transformations to make ethanol from wood. I would put more money into that. I would put money into thermochemistry, the oxygen-fed gasifier that I talked about in the first place, because there would be a very large market for it eventually. I would also put a fair amount of money into the development of machinery for picking up the biomass. We are talking about an entirely different strategy. We are not picking up individual round pieces of wood and moving them to be processed in that form. We are talking about biomass, which is just carbon, hydrogen, oxygen. It requires the development of a new work, new equipment, new facilities and there are companies that are eager to work in that area. Again, I would put money into that, because it is at the commercial stage of development.

**Mr. Rose:** But you were going to enlarge on your best bet.

**Mr. Overend:** My best bet is still the oxygen gasification route.

**Mr. Rose:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. John Graham.

**Mr. John Graham (Research Branch, Library of Parliament):** Dr. Overend, in your introductory statement you mentioned that you did not feel biotechnologically that these would make much contribution before, perhaps, 20 years. I wondered if you could elaborate on that?

**Mr. Overend:** Biotechnology, as we use it today, in general is to make very high value products—socially high values, such

[Traduction]

**M. Rose:** Monsieur, vous nous avez donné tellement de renseignements. Nous sommes enterrés sous les renseignements. Il nous est difficile, à nous qui sommes un peu lents, de tout comprendre, et on voudrait en savoir plus long sur cette dernière option.

**M. Overend:** En vérité, vous voulez connaître mes préjugés . . .

**M. Rose:** Précisément.

**M. Overend:** . . . plutôt que mon choix de spécialiste.

**Le président:** Nous dirons plutôt penchant.

**M. Overend:** Penchant est plus juste. Je vais revenir à votre question, quant à la dernière option, mais vous avez touché à un des problèmes majeurs des nouvelles technologies de l'énergie. Nous sommes dans une position où nous attendons qu'une fée quelconque nous remette soudainement le genre de niveau d'investissement qu'il nous faudra d'ici à 10 ans, car c'est la seule façon de faire avancer certaines idées qui fermentent dans les laboratoires. C'est un domaine de haute technologie exigeant des investissements importants, et les petites sociétés avec un capital de fonctionnement de 1 ou 2 millions de dollars pourraient facilement s'y lancer. J'en connais 2 ou 3, au Canada, dans le domaine de la biomasse. Mais elles ne pourront pas continuer, car cela coûte trop cher.

Si j'étais ladite fée, et si j'avais cet argent à distribuer, je le placerais dans les domaines suivants: nous avons des technologies très passionnantes, comme la transformation mécanique du bois en aliments pour les animaux, le même genre de technologie qui transforme biologiquement le bois en éthane. Je placerais plus d'argent dans ce domaine. Je mettrais aussi de l'argent dans le domaine de la thermochimie, de la gazéification par injection d'oxygène dont j'ai parlé plus tôt, car éventuellement, son marché sera énorme. J'investirais aussi beaucoup d'argent dans le développement des machines servant à recueillir la biomasse. Il s'agit là d'une stratégie tout à fait différente. Il n'est plus question de recueillir des pièces de bois pour les transformer sous cette forme. Il s'agit de la biomasse, qui ne contient que du carbone, de l'hydrogène et de l'oxygène. Cela demande le perfectionnement d'un nouvel équipement, de nouvelles installations, et déjà des sociétés s'impatientent de travailler dans ce domaine. Je placerais donc de l'argent dans ce domaine, car on en est déjà à l'étape de la commercialisation.

**M. Rose:** Mais vous deviez nous donner plus d'explications sur la meilleure option.

**M. Overend:** C'est toujours la gazéification par injection d'oxygène.

**M. Rose:** Merci.

**Le président:** Monsieur John Graham.

**M. John Graham (Direction de la recherche, Bibliothèque du Parlement):** Monsieur Overend, vous avez mentionné dans votre déclaration que sur le plan biotechnique, ces nouvelles technologies ne seraient pas profitables avant au moins 20 ans. Pourriez-vous éclaircir cette affirmation?

**M. Overend:** Dans le domaine de la biotechnologie, aujourd'hui, on cherche en général à faire des produits de très haute



## [Text]

as beer and whiskey, medically high values such as pharmaceuticals—specialized products, in other words. Soya sauce, for example. There are a large number of fermentation biotechnology processes we use, but they generally make something that has a high value at the end. Energy, *per se*, is one of the lowest value commodities we have around and to get a process that is going to produce energy by bio-technology it will have to perform, according to my estimates, between five and ten times faster per unit than it does today. In other words, they tend to be slow technologies, very capital intensive, very large volumes of liquids, and so on. Obviously people are working on these aspects and there is the development of new enzymes and so on, but for such a tonnage market as energy, the real developments have to be very, very big indeed.

I see biotechnology becoming more and more feasible for medium-value products. In fact in Europe people are looking at methanol not as a vehicle fuel, but as a substrate for growing single-cell protein to beat the costs of growing beef cattle and providing animal feed. Those are biotechnologies which are going to grow dramatically in the next few years. But I do not think for energy that we will reach that position for some time.

**Mr. Graham:** Perhaps I should clarify my question. When I was at the conference on power alcohol in Winnipeg, I was speaking to one researcher, Dr. Zagic. He felt that the experimentation that was being done with certain micro-organisms to introduce new cellulases and so on into those organisms could potentially increase the output of alcohol production in the States within two years. Is that being overly optimistic? He mentioned that the Cetus Corporation is doing research on gene splicing into fermenting organisms.

**Mr. Overend:** I think he is correct, these technologies offer great potential. I also think he is extraordinarily optimistic on the rate of introduction of new technologies. In the end when you come to invest in a new technology, you have to go to the bank, to get this money. I have seen in the biomass area on a number of occasions the rigid institutional constraints. You can have a new bug in your back pocket, but if the bank has not seen the bug before, it will not pay for the process. So being realistic, while the researcher is tremendously confident, I think it is some time further away, not that I wish it to be; I would like it to be sooner too.

**Mr. Graham:** This would be a social constraint perhaps rather than a technological constraint.

**Mr. Overend:** It is both. The laboratory researchers tend not to see the ramifications of their processes. For example, a group at Bechtel have worked for some time on the process that dissolves lignocellulose. It dissolves cellulose and thereby frees it from the wood and makes it available for biological processes. The process used cadmium, which is well known as an environmental hazard. It never occurred to them that they would never reach a commercial status because a plant in

## [Translation]

valeur—c'est-à-dire de haute valeur sociale, comme la bière, le whisky, les produits médicalement importants comme les produits pharmaceutiques—des produits spécialisés, en d'autres mots. La sauce soya, par exemple. On utilise un grand nombre de procédés biotechniques de fermentation, mais généralement pour produire un article de grande valeur. L'énergie comme telle est un produit de moindre valeur, et selon mes estimations, un procédé biotechnique valable devra produire de l'énergie 5 à 10 fois plus rapidement par unité que ce n'est le cas aujourd'hui. En d'autres mots, les techniques actuelles sont lentes, exigent beaucoup de capitaux, et de très grands volumes de liquide, etc. Evidemment, il y a des gens qui travaillent à ces aspects, et il y a la mise au point de nouvelles enzymes, etc., mais puisque le marché de l'énergie est tellement vorace, les vraies innovations doivent être vraiment très importantes.

J'estime que la biotechnologie deviendra de plus en plus rentable pour des produits à valeur moyenne. En Europe, on envisage la possibilité d'utiliser le méthanol non comme un carburant pour véhicules, mais comme un substrat pour faire pousser des protéines unicellulaires, pour éviter les coûts de l'élevage du bœuf et de la production de fourrage. Il s'agit de biotechnologies qui vont s'accroître de façon spectaculaire dans les prochaines années. Dans le cas de l'énergie, je ne pense pas que nous atteindrons ce stade avant une période de temps considérable.

**M. Graham:** Peut-être que je devrais préciser ma question. Quand j'ai assisté à la conférence sur l'utilisation de l'alcool à des fins énergétiques, à Winnipeg, j'ai parlé à un chercheur qui s'appelait M. Zajic. Il était d'avis que les expériences faites sur certains micro-organismes pour introduire de nouvelles cellulases, etc., dans ces organismes pourraient éventuellement augmenter la production de l'alcool aux États-Unis dans deux ans. Est-il trop optimiste? Il a dit que la société Cetus fait des recherches sur les greffes de gènes dans des organismes en fermentation.

**M. Overend:** Je pense qu'il a raison de dire que ces technologies présentent un grand potentiel. Je pense également qu'il est extrêmement optimiste quant au rythme d'introduction de nouvelles technologies. En fin de compte, quand on fait un investissement dans une nouvelle technologie, il faut aller à la banque pour obtenir l'argent. J'ai déjà vu à plusieurs reprises les contraintes sévères des institutions à l'égard de la biomasse. On peut très bien avoir une nouvelle invention, mais si la banque ne la connaît pas, elle ne fournira pas de fonds. Le chercheur a énormément de confiance, mais en termes réalistes, je pense qu'il nous faudra plus de temps. Ce n'est pas ce que je désire, j'aimerais que cela se fasse plus tôt, moi aussi.

**M. Graham:** Il s'agit d'une contrainte sociale plutôt que technologique.

**M. Overend:** C'est les deux. Les chercheurs de laboratoire, en général, ne voient pas les conséquences de leurs procédés. Par exemple, un groupe, à Bechtel, travaille depuis un certain temps à un procédé qui dissout la lignocellulose et, donc, la libère du bois et la rend disponible pour le traitement biologique. On s'est servi du cadmium dans le procédé, ce qui représente un danger bien connu pour l'environnement. Il n'est jamais venu à l'esprit des chercheurs que le projet n'atteindrait



[Texte]

order to handle the volumes that they were talking about would involve missing cadmium in the order of kilograms per day. It would have gone into the environment, so in the end the idea died. That is the sort of thing that you find.

**Mr. Graham:** All right. You mentioned in one of your tables that wood fermentation to ethanol has been demonstrated. Can you tell me where this has been demonstrated?

**Mr. Overend:** If you look in literature you will find it is often called the Madison process. It was taken through to commercial scale plants at the end of World War II by the farm products laboratory in the United States. It was part of a major push to make synthetic rubber where ethanol is used in the production of butadiene. There are a lot of grain alcohol plants at the same time.

The U.S.S.R. presently has at least 20 plants operating on wood hydrolysis to provide not only alcohol but fodder yeast for cattle.

**Mr. Graham:** Is anyone looking at this process in Canada?

**Mr. Overend:** A number of groups have said that they are interested, but so far there is no very active research program taking place in that area.

**Mr. Graham:** All right, one last quick question. Are the energy plantation experiments which have been conducted in Ontario, being performed with monocultures or is the concept of agroforestry being looked at?

**Mr. Overend:** It is quite difficult to respond to that question. When you say agro-forestry I think you mean growing trees and food in alternate rows or whatever.

**Mr. Graham:** Yes.

**Mr. Overend:** That has been examined, but I would like to return to your point about monoculture. The program in Ontario has been developing many, many different hybrids. They have a bank of over 4,000 separate identifiable hybrids and in any one so called monoculture you will look at a field and it may be full of poplar trees, but because of this matching of the clone, the clonal hybrid, to the soil and the water conditions of that particular place, there could be as many as 20 or 30 identifiable lines in that one patch of poplars. The risk of disease or insect damage is actually much reduced as a consequence. It is much less vulnerable, for example, than the corn you see growing all around eastern Ontario, which is really one clone.

• 1730

**Mr. Graham:** Yes. And the second part of the question: Are experiments being done actively in agro-forestry?

**Mr. Overend:** They have done some, but on the whole the economics of fibre and fuel production is such that you want to occupy as much of the area as you can with your crop.

[Traduction]

jamais le stade commercial. Cependant, pour traiter les quantités qu'ils envisageaient, l'usine aurait besoin d'un certain nombre de kilogrammes de cadmium par jour. Le cadmium s'est dissous dans l'environnement; et en fin de compte, le projet n'a pas avancé. C'est le genre de chose qui arrive.

**M. Graham:** Bien. Dans un de vos tableaux, vous avez dit que l'on a démontré la fermentation du bois pour produire de l'éthanol. Pourriez-vous me dire où l'on l'a démontrée?

**M. Overend:** Dans la documentation, cela s'appelle souvent le procédé Madison. On s'en est servi dans des usines commerciales, à la fin de la Deuxième Guerre mondiale, après les essais du laboratoire de produits agricoles, aux États-Unis. Cela faisait partie d'un effort important visant à fabriquer du caoutchouc synthétique lorsque l'éthanol sert à produire du butadiène. Il y a également beaucoup d'usines pour la production d'alcool à partir de céréales.

L'U.R.S.S. a actuellement au moins 20 usines qui se servent de l'hydrolyse du bois pour fournir non seulement de l'alcool, mais également des ferments pour le fourrage.

**M. Graham:** Y a-t-il quelqu'un qui étudie ce procédé au Canada?

**M. Overend:** Plusieurs groupes ont dit qu'ils s'y intéressent, mais jusqu'à présent, il n'y a pas de programme de recherche actif dans ce domaine.

**M. Graham:** Très bien, j'ai une dernière brève question. Dans les expériences faites sur des plantations pour la production d'énergie, en Ontario, se sert-on de monocultures, ou est-ce qu'on étudie le concept de l'agro-foresterie?

**M. Overend:** Il est assez difficile de répondre à cette question. Par agro-foresterie, je pense que vous faites allusion à un procédé où on fait pousser des arbres et des produits agricoles dans des rangées qui alternent.

**M. Graham:** Oui.

**M. Overend:** On a étudié cette possibilité, mais j'aimerais revenir à votre question concernant la monoculture. Le programme, en Ontario, a mis au point beaucoup d'hybrides différents. Il y a une banque de plus de 4,000 hybrides identifiables. Puisqu'on assortit le clone, l'hybride du clone, aux conditions du sol et de l'eau de l'endroit, il pourrait y avoir entre 20 ou 30 variétés identifiables dans un seul champ de peupliers. À cause de cela, le danger que présentent les maladies ou les insectes est beaucoup réduit. Les peupliers seraient beaucoup moins fragiles, par exemple, que ne l'est le maïs, que l'on voit partout dans l'est de l'Ontario, qui n'est qu'un clone.

**M. Graham:** Oui. Quant à la deuxième partie de la question: est-ce que l'on poursuit activement la recherche dans le domaine agro-forestier?

**M. Overend:** Il s'en fait un peu, mais en général, dans la production de fibres et de carburant, l'opération ne devient rentable que si vous plantez les plus grandes superficies possible.

## [Text]

**Mr. Graham:** So you think it would be more likely that they go along the monoculture line with different hybrids rather than the agriforestry line?

**M. Overend:** It appears so for energy or short-term fibre. If you are growing trees for the veneer logs, they are grown at terrific spacings and agriculture can go on around them for half of their growth period, maybe 10 years.

**Mr. Graham:** Thank you.

**The Chairman:** Before we adjourn, a couple of questions came up. Did I understand you correctly, Dr. Overend, that we are 40 years away from commercial use on a large scale of biomass in the energy field, or did I misunderstand that 40 years?

**Mr. Overend:** No, you did not misunderstand the 40 years. The point I was making was that we are at some stage in a development cycle that may take as long as 40 years for individual technologies such as gasification. We can see that the pay-off is in the near future, 10 years. For some of the longer-range ones, such as the biotechnologies, it may be as much as 40 years, certainly 20 years. The point is that you have to look at each one of these options against this time-frame and assess which ones are going to happen soon or later.

**The Chairman:** Okay.

To help perhaps just myself, but I think other members of the committee as well—quite a few of us are fans of the forest biomass as you can tell by the questioning—if you had to replace 100,000 barrels of oil, let us say, to heat a very concentrated area, like a heavily built section of a city, do you know of any study or could you perhaps through NRC get a study prepared to give to this committee comparing using wood waste in a central heating plant in the direct generation of steam for heating this concentrated mass and comparing that to putting the money into the production of methanol, say, to displace 100,000 barrels of oil? In other words, the technology for heating through wood waste has been used and it is very common. Do you know of any study of that nature that could help the committee?

**Mr. Overend:** I do not know of studies of that nature. I think the case you are talking about, in effect a district heating grid, is not so much a question of research and development. Last summer I visited the town of Oulu in Finland which has a peat-fired station which does exactly what you are talking about. These things are societal choices rather than questions of research and development comparing. In fact, with the amount of biomass resource, peat resource, we have, it is not even a choice for using it only one of the ways, you can in fact make methanol and you can have district heating.

**The Chairman:** But that is part of our study. If we could replace 100,000 barrels of oil at x amount, heating homes with wood waste directly, or displace 100,000 barrels of oil by making it into methanol, I think the committee would be interested in finding out which has the most cost benefit?

## [Translation]

**M. Graham:** Vous prévoyez donc qu'on aura tendance à se concentrer sur des monocultures d'hybrides différents plutôt que de se lancer dans l'agro-foresterie?

**M. Overend:** Il semble que ce sera le cas pour l'énergie provenant des fibres courtes. Si vous plantez des arbres pour récolter par la suite des billots de placage, il faut les planter à grande distance les uns des autres, et vous pouvez pratiquer d'autres cultures autour de ces arbres pendant au moins la moitié de leur période de croissance, c'est-à-dire 10 ans.

**M. Graham:** Merci.

**Le président:** Avant de lever la séance, j'aurais moi-même quelques questions. Avez-vous bien dit qu'on en a encore pour 40 ans avant de pouvoir commercialiser à grande échelle la biomasse pour la production énergétique? Ai-je bien compris qu'il s'agit de 40 ans?

**M. Overend:** Vous avez bien compris, il s'agit de 40 ans. Le cycle complet de la mise au point d'une nouvelle technologie, telle que la gazéification, peut prendre 40 ans. Pour certaines de ces bio-technologies, le cycle pourra prendre 10, 20, et même 40 ans. Ces solutions ne seront pas praticables du jour au lendemain; il s'agit de se concentrer sur celles qui risquent d'être utilisables plutôt que d'autres.

**Le président:** D'accord.

Vous avez dû sans doute remarquer, d'après les questions qui vous ont été posées, que plusieurs de nos membres s'intéressent vivement à la biomasse forestière. Connaissez-vous des études comparatives sur l'utilisation de déchets forestiers pour alimenter une usine thermique centrale à vapeur, par rapport à l'utilisation du méthanol? Je vous donnerai un exemple concret: on vous demande de remplacer 100,000 barils de mazout utilisés pour chauffer un secteur très peuplé d'une ville donnée. Coûterait-il moins cher de chauffer aux déchets de bois ou au méthanol? Nous savons déjà que la technologie existe pour chauffer aux déchets de bois et que cette technologie est assez répandue. Existe-t-il des études de ce genre qui pourraient aider ce Comité?

**M. Overend:** Je n'en connais pas. L'exemple que vous citez, celui d'une usine thermique centrale, n'est plus du domaine de la recherche et du développement. Cela existe déjà. L'été dernier, j'ai visité la ville d'Oulu, en Finlande, qui est chauffée par une usine thermique alimentée par de la tourbe. Ces technologies existent déjà; c'est à la société de faire un choix. En fait, étant donné la quantité de tourbe que nous avons, nous pouvons l'utiliser de plusieurs façons y compris la fabrication du méthanol, qui vous permettra de chauffer des secteurs entiers.

**Le président:** Mais c'est justement ce genre de problème que notre Comité est appelé à étudier. Serait-il plus rentable de remplacer 100,000 barils de mazout par un système de chauffage alimenté par les déchets du bois, ou serait-il plus économique d'utiliser ces 100,000 barils à fabriquer du méthanol, qui sera ensuite utilisé pour le chauffage? C'est ce genre d'analyse comparative des coûts qui nous intéresse.



[Texte]

**Mr. Overend:** I can give you a very quick answer on that one. The district heating is the less costly of the two and the more efficient. To make methanol, you have less than 50 per cent efficiency in taking the wood to a fuel, there are a lot of losses. If you were making district heating from wood, the over-all efficiency might be as high as 90 per cent, so you will use much less resource and it would be the less costly of the two.

**The Chairman:** Yes, it is something this committee will have to keep in mind.

One final question which you do not have to answer very elaborately. Is NRC involved in the recent announcement that a fleet of vehicles from DND would be using propane on an experimental basis, because propane is part of the mandate of this committee?

**Mr. Overend:** I do not know of NRC's involvement either one way or the other. It is not a thing which I am associated with.

**The Chairman:** Okay. Are there any further questions? Mr. MacBain, Mr. Portelance and Mr. Gurbin.

• 1735

**Mr. MacBain:** When you are talking about hybrid poplar trees, I want to make sure there is nothing hidden there. If you can imagine 100 trees the same, the hybrid poplars, same size, same everything, and 100 of another type of tree, is there anything special about those hybrid poplar trees. I know the growth factor. Leave that alone; I know it grows fast.

**Mr. Overend:** There is nothing special about them. The reason they have achieved prominence is that there is a very, very long period of research into their biology, their botany and their general culture. It is again this series of bumps that I showed you.

**Mr. MacBain:** I was going by the energy content. They are now in the lab stage in making ethanol from cellulose, using hybrid poplar trees and giving a pre-treatment.

**Mr. Overend:** Yes.

**Mr. MacBain:** May I take it that there they are talking about hybrid poplar trees and I cannot just use any other tree there.

**Mr. Overend:** I will probably get into great trouble from the research, but my feeling is that you could use any kind of tree provided it has a high cellulose content.

**Mr. MacBain:** Could you give us an answer to that sometime in writing?

**Mr. Overend:** Yes.

**Mr. Rose:** Did you say willows, earlier.

**The Chairman:** Mr. Rose, if you do not mind, Mr. Portelance has...

**M. Portelance:** Monsieur le président, ce n'est pas une question que je veux poser. Je voudrais simplement vous

[Traduction]

**M. Overend:** Je peux vous dire tout de suite que le chauffage à la grandeur du district est certainement moins coûteux et plus efficace. Pour faire du méthanol à base de déchets de bois, vous aurez des pertes d'efficacité de l'ordre de 50 p. 100. Les pertes sont énormes. Si vous voulez chauffer directement à partir du bois, l'efficacité est généralement de l'ordre de 90 p. 100; donc, vous utilisez beaucoup moins la charge d'alimentation, et cela vous coûtera moins cher.

**Le président:** Voilà le genre de choses sur lesquelles le Comité devra se pencher.

Une dernière question. Le ministère de la Défense nationale a annoncé dernièrement que des automobiles alimentées au propane seraient mises en service à titre d'expérience. Puisque le propane intéresse également ce Comité, je voudrais savoir si le Conseil national de recherches participe à ce projet pilote.

**M. Overend:** Je ne sais pas si le CNR participe ou pas, je ne suis pas au courant.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions? M. MacBain, suivi de M. Portelance et de M. Gurbin.

**M. MacBain:** Pouvez-vous me dire s'il existe vraiment une différence quelconque entre les peupliers hybrides et les autres espèces d'arbres? Si l'on prenait 100 peupliers de la même taille et 100 arbres d'une autre espèce, quel serait l'avantage qu'offrirait le peuplier hybride par rapport aux autres arbres? Je reconnais que le peuplier pousse plus vite, mais mettons cet aspect-là de côté pour le moment.

**M. Overend:** Il n'offre aucun avantage spécial. La raison pour laquelle on en parle tellement, c'est parce qu'il y a beaucoup de recherches faites sur la culture, la biologie et la botanique de cet arbre. On revient encore une fois à la série de pointes et de vallées que je vous ai décrits tout à l'heure...

**M. MacBain:** Je parlais de la teneur énergétique. On est au point où on fabrique au laboratoire de l'éthanol à partir de la cellulose provenant de peupliers hybrides qui ont été traités au préalable.

**M. Overend:** Oui.

**M. MacBain:** Est-ce que cela veut dire que les peupliers hybrides sont les seuls qui peuvent être utilisés à ces fins?

**M. Overend:** Je serai probablement démolé par les chercheurs, mais j'ai l'impression qu'on peut utiliser n'importe quelle espèce d'arbre, à condition que la teneur en cellulose soit élevée.

**M. MacBain:** Pourriez-vous nous faire parvenir une réponse par écrit?

**M. Overend:** Oui.

**M. Rose:** N'avez-vous pas parlé de saules également?

**Le président:** Monsieur Rose, je regrette d'avoir à vous interrompre, mais la parole est à M. Portelance...

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, I do not have a question, I would just like to remind you that it might be appropriate to



[Text]

rappeler qu'il y aurait lieu, peut-être, de suggérer que le mémoire de M. Overend soit annexé aux comptes rendus du comité.

**Le président:** Très bon point. Proposez-vous que le document qui nous a été présenté cet après-midi soit intégré aux comptes rendus de ce Comité?

**M. Portelance:** Oui.

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** Thank you. Very important Mr. Portelance. Thank you for reminding me.

Mr. Darling you had a question.

**Mr. Darling:** Mr. Chairman, Doctor, you mentioned in your last remarks visiting Finland, and a town in Finland where they were heating with peat. Is the peat similar in Finland to what is available in Canada, and I will be more specific and say in Ontario, where I am very interested. If this is the case, are they that much smarter than they are so far ahead of us when we have peat potential here in Canada?

**Dr. Overend:** Taking them in order this time—the harvesting of peat, the technology, is very advanced in Finland. In fact, under one of the federal-provincial demonstration agreements, we are importing Finnish technology to Newfoundland to harvest a peat bog and provide part of the heat supply to the Abitibi-Price mill. In other words, we are buying expertise from abroad to get a head start.

Are the Finns any smarter than we? No. They just have absolutely no liquid fuel or natural gas in Finland at all. They are heavily dependent on the world price of oil, its availability, and they have to push very, very hard. They are up against the wall, as they see it, so they will push every resource they have.

**Mr. Darling:** The other question was, is their peat superior to what we have or is it similar?

**Dr. Overend:** It is very, very similar. Once you have cleared the bog, it just depends on whether there were tree stumps, or whatever, in it, but basically, the same technology will work around the world.

**Mr. Darling:** I think I mentioned earlier, what about the draining of swamps and everything? If you went after peat in a big way would it upset the balance of nature, you know, water and so on?

**Dr. Overend:** Of course it would.

**Mr. Darling:** So in other words there is some care there that we would be further ahead to develop the hybrid poplar and so on, than concentrate on peat.

**Dr. Overend:** It may be better to partially utilize the bogs and then turn them over to forestry. There are many strategies, but you are correct: wetlands are an important natural resource, and we have to preserve a fair quantity of them.

**Mr. Darling:** Swamps you know, are the great breeders of flies and mosquitos but still they do have their . . .

**Dr. Overend:** They are the major staging post for wildfowl too.

**Mr. Darling:** There you are. Yes. Thank you Mr. Chairman.

[Translation]

suggest that Mr. Overend's statement be appended to the committee's proceedings.

**The Chairman:** Excellent point. Would you then move that the statement made earlier this afternoon be appended to the committee's proceedings?

**Mr. Portelance:** I so move.

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** Merci. Une excellente suggestion, monsieur Portelance. Merci de me l'avoir rappelé.

Monsieur Darling vous aviez une question, n'est-ce pas?

**M. Darling:** Monsieur le président, vous avez dit que vous avez visité, en Finlande, une ville qui est entièrement chauffée à la tourbe. Est-ce que la qualité de la tourbe finlandaise est semblable à celle que l'on a au Canada, et plus précisément à la tourbe de l'Ontario? Si la qualité est semblable, pourquoi les Finlandais nous ont-ils devancés dans ce domaine? Sont-ils tellement plus intelligents que les Canadiens?

**M. Overend:** Pour ce qui est de la récolte de la tourbe, cette technologie est très avancée en Finlande. En fait, aux termes d'un accord fédéral-provincial de démonstration, nous importons la technologie finlandaise pour récolter de la tourbe à Terre-Neuve, et ainsi chauffer en partie le moulin Abitibi-Price. En d'autres mots, nous importons ces connaissances afin de pouvoir démarrer plus rapidement.

Est-ce que les Finlandais sont tellement plus intelligents? J'en doute. C'est qu'ils sont acculés au mur, puisqu'ils n'ont pas de carburant liquide ni de gaz naturel. Ils dépendent presque entièrement du pétrole importé, ce qui les pousse à la fine pointe de la recherche dans ce domaine. Ils veulent exploiter toutes les ressources qu'ils possèdent.

**M. Darling:** Leur tourbe, est-elle d'une qualité supérieure à celle que nous possédons?

**M. Overend:** Non, elle ressemble à notre tourbe. Il s'agit uniquement d'enlever les bouts de bois qui s'y trouvent, mais en fait, c'est la même technologie qui est appliquée à travers le monde entier.

**M. Darling:** J'aimerais revenir à la question du drainage des marécages; mettrions-nous en danger l'équilibre de la nature si nous nous mettions à exploiter les tourbières d'une façon importante?

**M. Overend:** Cela est évident.

**M. Darling:** Donc, il serait plus avantageux de poursuivre les recherches sur le peuplier hybride que de concentrer nos efforts sur les tourbières.

**M. Overend:** Il serait peut-être préférable d'utiliser les tourbières en partie, et de les convertir en forêts par la suite. Il y a plusieurs stratégies possibles, mais vous avez tout à fait raison, les terrains marécageux constituent une ressource naturelle importante, et il faut en préserver une grande quantité.

**M. Darling:** Vous savez sans doute que les marécages encourageant la propagation des mouches et des moustiques . . .

**M. Overend:** Il ne faut pas oublier que ce sont des centres d'attractions pour la faune, également.

**M. Darling:** Vous avez entièrement raison. Merci, monsieur le président.

[Texte]

**The Chairman:** As we adjourn, I mentioned a meeting in my office, Thursday noon. Would the members care to stay behind for 15 or 20 minutes and perhaps have this little informal meeting right now? Would that be all right. All right.

In the name of the members of the committee Dr. Overend, I wish to thank you for your presentation, and especially the informed way you have been able to answer our questions. Thank you very much.

This meeting is adjourned.

[Traduction]

**Le président:** Avant de lever la séance, je vous ai parlé d'une réunion du comité de direction qui devait avoir lieu jeudi midi. Il serait peut-être préférable de nous réunir pour une vingtaine de minutes après la réunion, afin de discuter des questions prévues pour la réunion du jeudi. Cela vous va? D'accord.

Au nom des membres du Comité, monsieur Overend, j'aimerais vous remercier de votre exposé très intéressant, et vous remercier également d'avoir répondu à nos questions. Merci.

La séance est levée.





## APPENDIX "AEEA-4"

## BRIEFING ON BIOMASS ENERGY POTENTIALS

for the Parliamentary Task Force on  
Alternative Energy, July 8, 1980

R.P. Overend

## INTRODUCTION

The use of biomass as a fuel source predates history and for many people is an old fashioned fuel that was displaced by the modern high density fuels such as oil and gas. With the recent concern about oil availability there has been a resurgence of interest in many countries in the use of wood and agricultural products as oil substitutes. The most famous of these is probably the Brazilian alcohol program whereby sugar cane and other agricultural products are converted into ethanol for use in the chemical and the transportation systems. Biomass is a renewable resource that uses sunlight to move energy through the natural cycle in the biosphere thereby continuously recycling carbon, hydrogen and oxygen (Slide 1). While the total efficiency of photosynthesis, the mechanism by which organic compounds are made from carbon dioxide and water, is very low because of the short growing seasons in Canada, it is at present the only storehouse of solar energy other than hydroelectricity that is available to us (Slide 2). Because the amount of biomass is dependent on the solar flux it is in fact a very dilute energy source when compared with the other fossil sources (Slide 3). As you can see from this slide the area required to provide approximately one-quarter of our total fossil fuel use, that is to say 1 EJ ranges from less than half a square kilometer for crude oil wells, or 4 square kilometers for the Athabasca Oil Sands up to almost 1000 square kilometers for a mature forest harvest. With such a large area of harvest the question is often raised whether or not more energy will come out of the agricultural system or the forestry system than is put in in the form of tillage, fertilizer, pesticides, and in harvesting (Slide 4). As can be seen from this slide the energy output relative to the energy input for extensive forestry and most crops is in fact positive, that is to say, there is a gain in some cases by as much as a factor of 20 - 30 of energy out from the forest as compared with the energy in.

The biomass potential in Canada has been the subject of considerable study which has effectively been looking at the range of possibilities shown in the table (Slide 5). As can be seen from this slide we have a lot of options both in the resource and the conversion technology to make biomass fit the needs of our society. At present however, there are two major activities in the area of bioenergy. The first one is the FIRE Program to encourage the displacement of oil and gas by wood wastes in the forest industry. The second area of effort is a very moderate scale of research and development program to evaluate the future potential of biomass as energy. Biomass, of course, is the raw material that goes into the forest and agricultural sectors to provide us with the fibre products and food that we require. Expressed in energy terms the total harvest of biomass is almost equivalent to all the fossil fuel, oil, gas and coal used in Canada and of course this magnitude is also recorded in the contribution of both forestry and agriculture make to the economy. The material harvested for primary purposes is consumed as food, lumber and paper and during harvest and processing there are considerable quantities of residual material that can either be used in subsidiary processes or as a fuel or may require disposal and therefore becomes a waste.

The goal of government policy to date has been to try to answer the following set of questions for biomass:

How much is available? At what locations? What cost? At what risk to the environment? And of course, How can the raw material be used to provide energy when it has to match the end uses of the petroleum society?

For the purposes of discussion the problem of supply can be separated from that of conversion by loosely defining biomass production harvest and transportation up to some "plant gate" as a supply quantity and price for the conversion plant within.

#### THE SUPPLY

If only terrestrial biomass is considered then Canada's extensive land area and small population

combined give us a significant potential contribution of bioenergy. The annual production of biomass is many times our energy consumption. Biomass productivity is a function of latitude and the approximate location of the biomass productivity zones is shown in the diagram (Slide 6). As might be expected, productivity shows a very severe decrease as we run north and fortunately our forests and our agricultural zones are the most productive regions of Canada, and in fact, are only probably a factor of 2 or 3 less than the most productive regions in tropical countries. The large scale use of biomass will hinge on land availability and it is useful to view not only how much land there is but also its quality (Slides 7 and 8). The conclusion to be drawn from this data is that our forests offer the largest potential and as you will see later little chance of competition with the traditional industries. The studies to date have shown that globally there is sufficient biomass to substitute for a major fraction of our liquid fuel use and using many of these studies, an approximate supply curve for biomass can be generated and is illustrated in Slide 9. Such global curves rather confuse the issue, however, because while only 5 or 6 syncrude plants would hypothetically fill the liquid fuel supply and therefore fit into one small corner of only one province, the equivalent supply from biomass would require a total of around 30 to 50 small-scale plants with some of them situated in every province. The capital cost is likely to be of a similar magnitude to the syncrude type of plant however the employment inputs would be much greater. Each of the plants that I am suggesting would be of a similar scale to current large pulp and paper mills which are limited by the cost of gathering material rather than the capital cost of the plants. Before talking in any detail about some of the details of conversion technologies its worth jumping ahead and talking about some of our options in converting biomass into energy and discussing some the features of these options.

In viewing Slide 10 you have to keep in mind that not all of the technologies shown are here today. The other feature is that the biomass value given is the price you could afford to pay for the feedstock after considering the revenue from displaced oil or gas and the capital cost of putting the technology in



place. Two cases illustrate this; remote electricity generation is extremely costly using barged or even flown in fuel. The value of biomass in such applications is correspondingly high. Conversely liquid fuels are capital intensive to replace what are under Canadian conditions very low cost fuels. Accordingly, only a small feedstock price can be entertained.

The near term biomass opportunities are dominated by combustion technologies. The forest industry is already a major user of wood waste and black liquors made from its own processes to such an extent that almost  $3\frac{1}{2}\%$  of the nation's energy is derived in this way. This can be seen from the diagram (Slide 11) the wood wastes remaining could still be used to displace more fossil fuel to the input industry and it is this that the FIRE program addresses. Slide 12 indicates where most of these residues are and Slide 13 shows the capital costs of this form of substitution relative to the costs of finding or making new oil.

The ENFOR Program, part of the Bioenergy R&D package, is working on the technology of harvesting the forest residue - the tops and branches currently left in the forest (Slide 13). Such a system would have considerable impact on forest industries and more importantly on forest management. The paper given to the Committee entitled "Energy and Forestry in Canada" was an opportunity to extrapolate what the energy future of the forest industry might be.

Slide 14 represents a guess of the energy shape (Slide 14) based on the predicted growth in lumber, pulp and paper production. The projected roundwood harvest of 226,000,000 cubic meters is probably very close to the ultimate limit for a sustainable yield of the conventional forest products in Canada. Even though the 25 year increase between Figure 11 and 14 represents only moderate harvesting increases of 2% per annum. The big changes from Figure 11 are that all of the energy needs of the industry are presumed to be satisfied from mill and harvest residues and of course it is also anticipated that the forest industries will export energy as part of their production, possibly in the form of methanol. Such a scenario is by no means far fetched as this year in Sweden the first oil

independent pulp and paper mill opened. Research and development is of course only part of the story in getting from the 1975 fossil fuel industry to a self sufficient industry and it is worth generating a picture of the process of technological development by which this future for the year 2000 or 2025 will be provided (Slide 15). It took many years from the first flight to commercial jet travel or from the early German work on coal liquefaction to the large SASOL plants in South Africa, or for that matter from the discovery of nuclear energy to the CANDU reactor system as we know it. As a consequence its worth reflecting that in 1980 the "new" fuel substitutions and sources are already here in the form of engineering demonstration plants.

By using the ratio of capital cost to replace the dollar value of one unit of energy per year as an indication of the relative cost of new technologies, and coupling this to the current technological stage of development it is possible to identify the necessary goals of our R&D program (Slide 16). For example, as a proven technology only minor effort is required on combustion, mainly to improve the environmental problems which burning these difficult fuels engenders. A major effort to improve the efficiency and decrease the capital cost of liquid fuels from biomass is obviously in order and presently there is a major emphasis on medium BTU gasification with oxygen as the first step in getting to methanol synthesis. The current distribution of effort in the program is illustrated in Slide 17. The lion's share of this total expenditure is through the Canadian Forestry Service ENFOR Program at around 70%. Agriculture Canada and NRC are the other major departments with Agriculture Canada supporting research for on farm use of residues as energy and NRC working in the more speculative and long-range fundamental research areas such as biotechnology. About three-quarters of the expenditures are contracted out research in industries, research councils and universities.

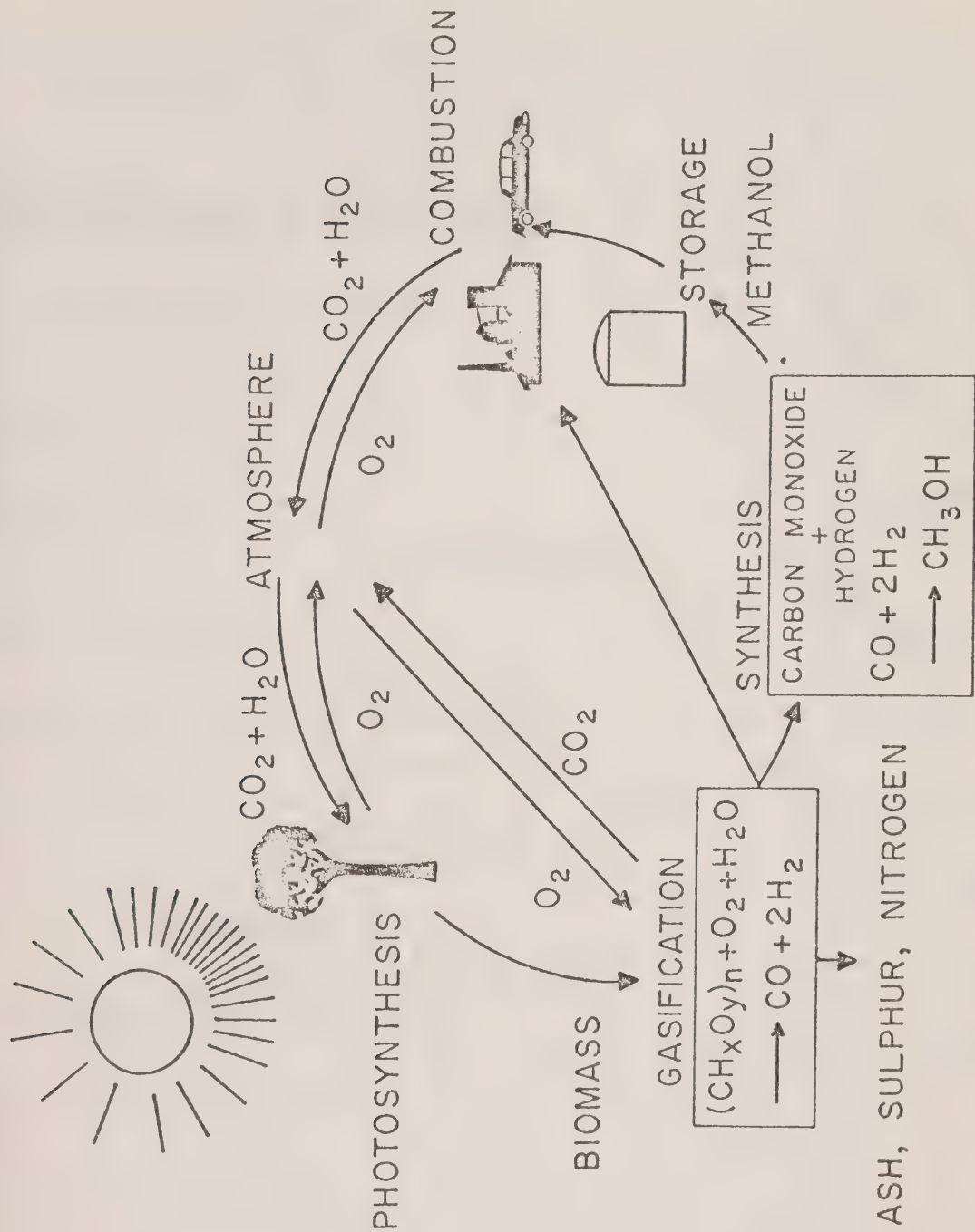
The Federal/Provincial demonstration programs getting under way are likely to involve major biomass projects. For example, particular interest in biomass has been expressed by British Columbia which already has a wood waste utilization committee as well as by

Ontario which is intending to pursue biomass projects in its publicly announced Energy From Waste program. Quebec has already announced its interest in methanol which is likely to be conducted through Nouveler, its investment arm in new technologies.

Canada is not the only country in this effort and collaborates through the IEA with Scandanavian and European countries as well as the USA in biomass developments. Because of Ontario's eminence in fast growing poplar research, Canada is the lead country in an IEA collaboration on energy plantations. The European Community also mounts a program which has just completed a 4 year phase analogous to the one now under way in Canada where all of the options were examined. Despite the relatively low availability of biomass in Europe, likely to be less than 5% in the year 2000, the program goals look very similar to those which we are starting to see in Canada (Slide 18). The possibility of collaboration in the European and IEA programs is now under discussion at the Federal and Provincial levels as well as with the new "bioenergy" industries that are starting to grow in Canada.

Last but not least, the information package given to the committee includes recent copies of conferences mounted by the Biomass Energy Institute which not only made the word 'biomass' synonymous with energy, but also by its efforts helped to bring much of this new but old energy source into prominence.





BIOENERGY IS PART OF NATURE'S CYCLE

## BIOENERGY IS SOLAR ENERGY

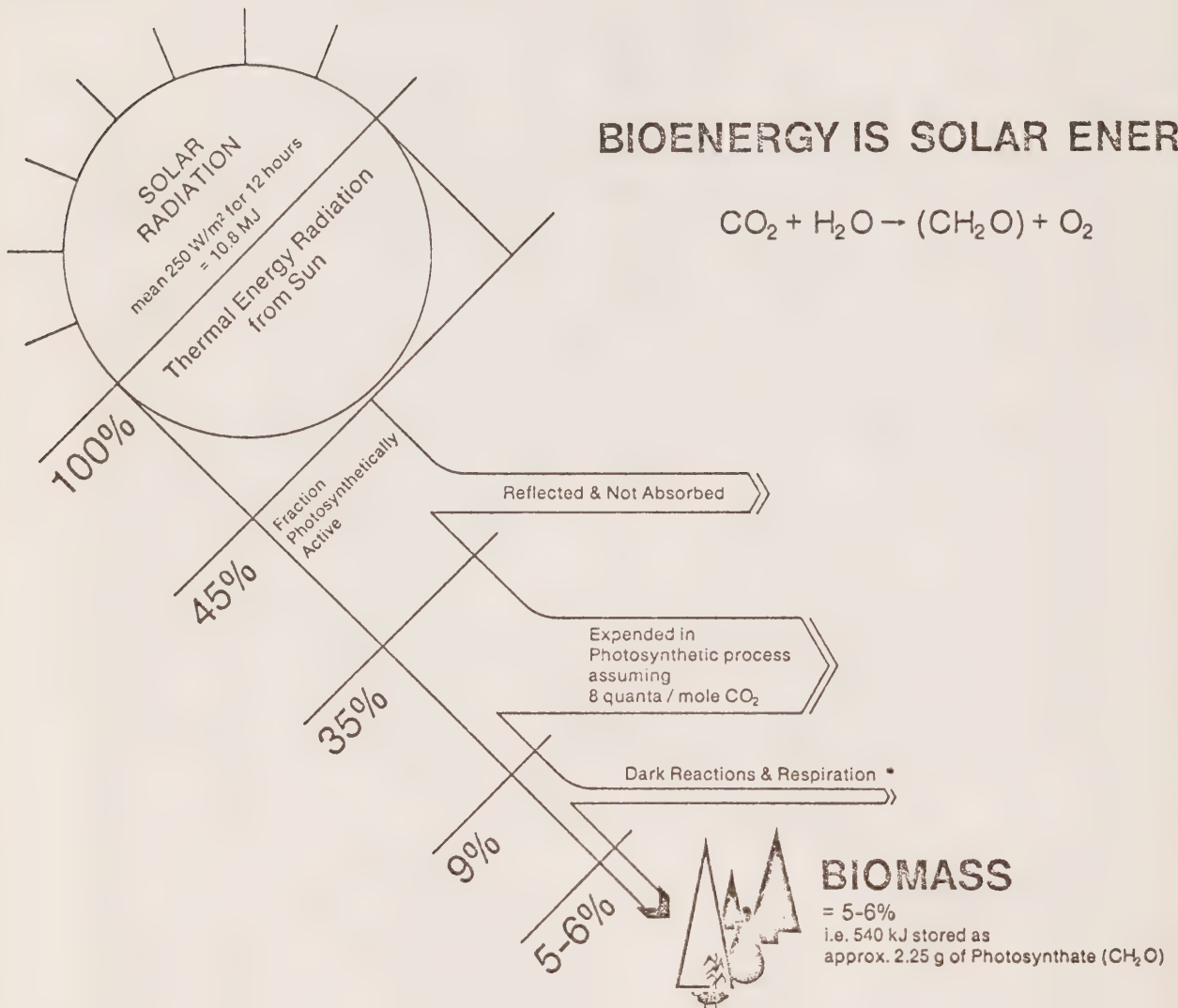
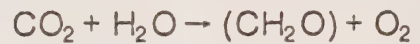
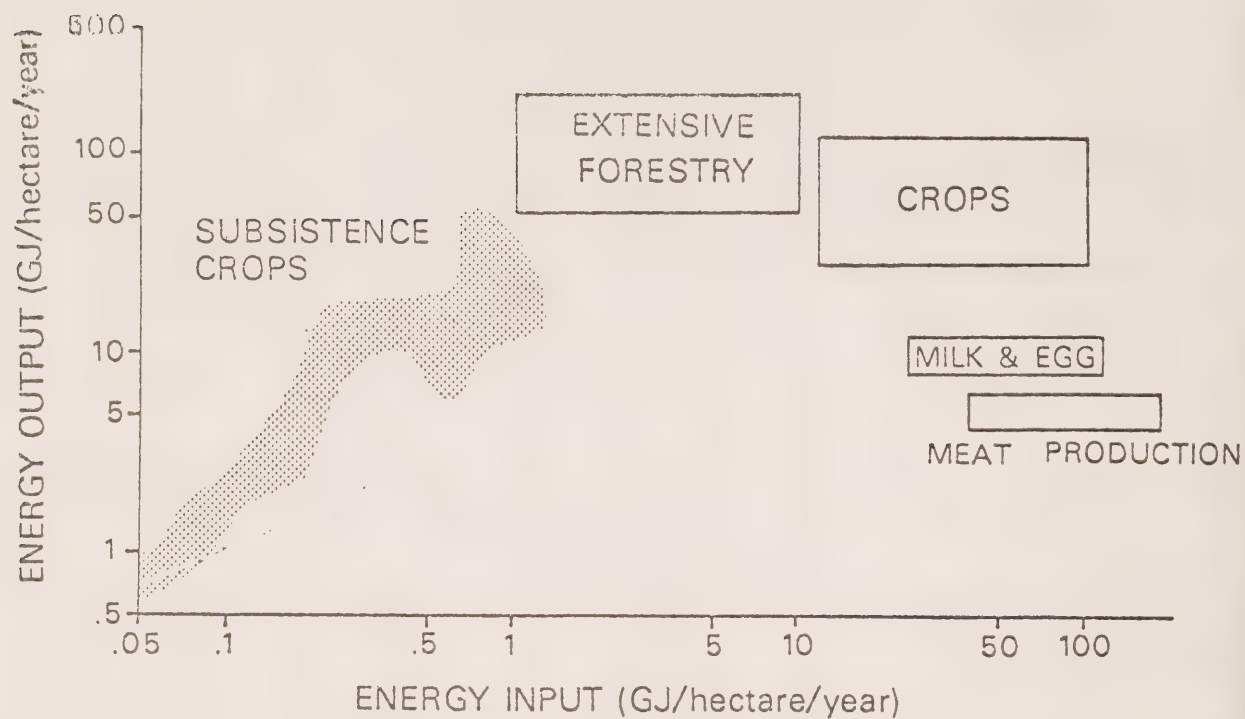


Table II - Energy Intensity of Different Energy Resources  
 Tableau II - Quantité d'énergie emmagasinée par unité de surface  
 par diverses sources

Energy Source	Energy/ha	Area/km <sup>2</sup> for 1 EJ	Reference
Crude oil wells (Alta)	22 PJ	0.46	
Athabasca Oil Sands explotation by mining.	2.2 PJ	4.5	EMR 1976
Lignite coal Shaunavon (Sask.)	380 TJ	26	SPC 1978
Peat lands in Eastern Canada	50 TJ	200	Monenco 1977.
<u>Renewables</u>			
Solar energy incident on Ottawa in one year.	46 TJ	217	DOT 1968
Hydro-electric schemes - Baie James (Que.)'	16.5 GJ	606 000	SEBJ 1979
Straw $\approx$ 1 Mg/ha	16.8 GJ	600 000	InterGroup 1978
Forest - mature 500 Mg/ha - annual rate of accumulation	9.3 TJ	1 080	Love & Overend 1978
5 Mg/ha	9.3 GJ/year	108 000/year	- ditto -
30 Mg/ha	560 GJ/year	17 900/year	- ditto -



# ENERGY INPUTS & OUTPUTS PER UNIT OF LAND- WORLD FARMING SYSTEMS.



BIOMASS TECHNOLOGY & RESOURCE ASSESSMENT CHART

RESOURCE	HARVEST & TRANSPORT	CONVERSION TECHNOLOGY	TRANSPORT	END USE
1- FOREST	ROAD	COMBUSTION eg: Steam Electricity	STEAM	PROCESS HEAT
MILL RESIDUE	RAIL		ELECTRICITY	ELECTRICITY
FOREST RESIDUE	BARGE	GASIFICATION	PIPELINE	CHEMICAL SYNTHESIS
PRIMARY HARVEST	PIPELINE	eg: Low BTU Gas Synthesis Gas	TANKER	TRANSPORTATION
2- AGRICULTURE			ROAD	FUELS
FIELD RESIDUE		PYROLYSIS	RAIL	eg: Methanol
ANIMAL RESIDUE		eg: Char Oil		
ENERGY CROPS				
3-AGRO-FORESTRY				
ENERGY PLANTATION		HYDROGENATION		
		eg: Oil SNG		
4- MARICULTURE		FERMENTATION		
FRESH WATER		eg: CH <sub>4</sub> C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH		
SALT WATER				
1-Estuaries 2- Open Ocean				

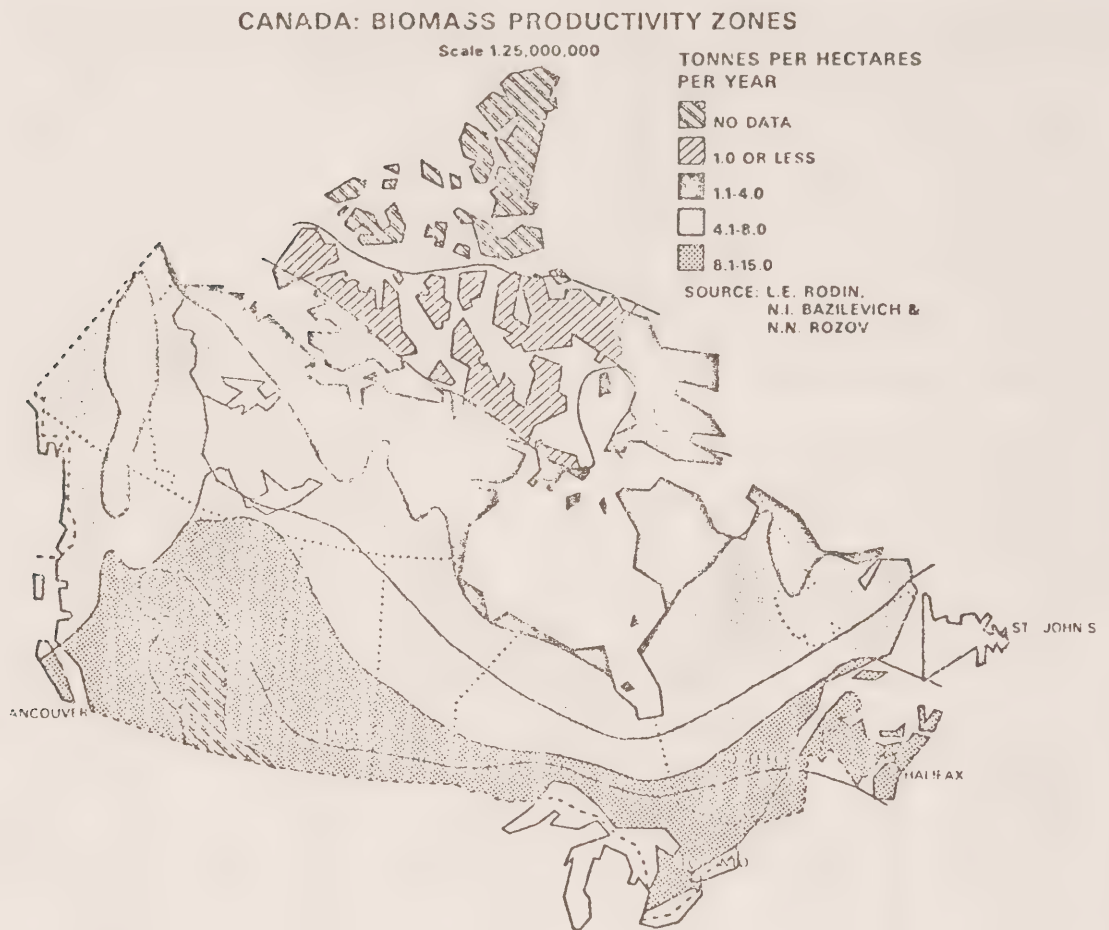




Table III - Land Distribution and Productivity

Tableau III - Distribution et productivité des ressources de biomasse du Canada

Classification	Biomass Productivity Mg/ha	Area 10 <sup>6</sup> ha	Percentage
Water	-	81	8.1
Wildlife - tundra - muskey mainly 60°N	4	519	52.1
Agricultural land	10	67	6.8
Urban	-	6.2	0.6
Forests - national parks	-	13.1	1.3
productive with infrastructure	6-10	177	17.8
productive without infrastructure	4-6	132.8	13.3
Totals	-	996.1	100.0

Table IV - Canada Land Inventory of Agricultural Potential			
Tableau IV - Inventaire des ressources en terres à vocation agricole du Canada			
Land Class CLI	Area 10 <sup>6</sup> ha	Percent Agricultural Land	Percent of Canada
6 } Forage	18.363	14.86	1.84
5 } Forage	33.822	27.38	3.40
4 } Forage	25.371	20.54	2.50
3 } Crops	25.442	20.59	2.55
2 } Crops	16.356	13.24	1.64
1 } Crops	4.195	3.40	0.42
Totals	123.55	100.00	12.4

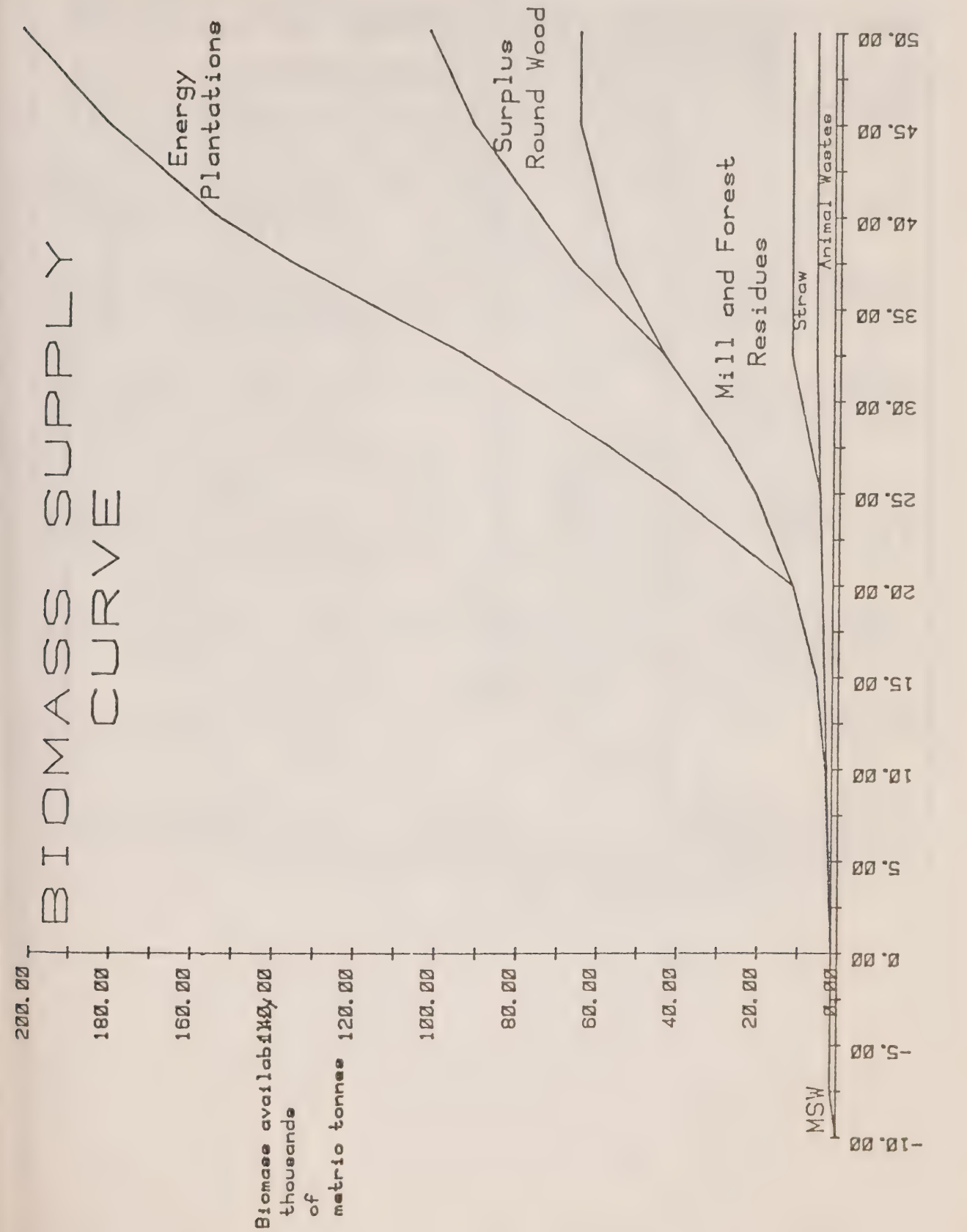


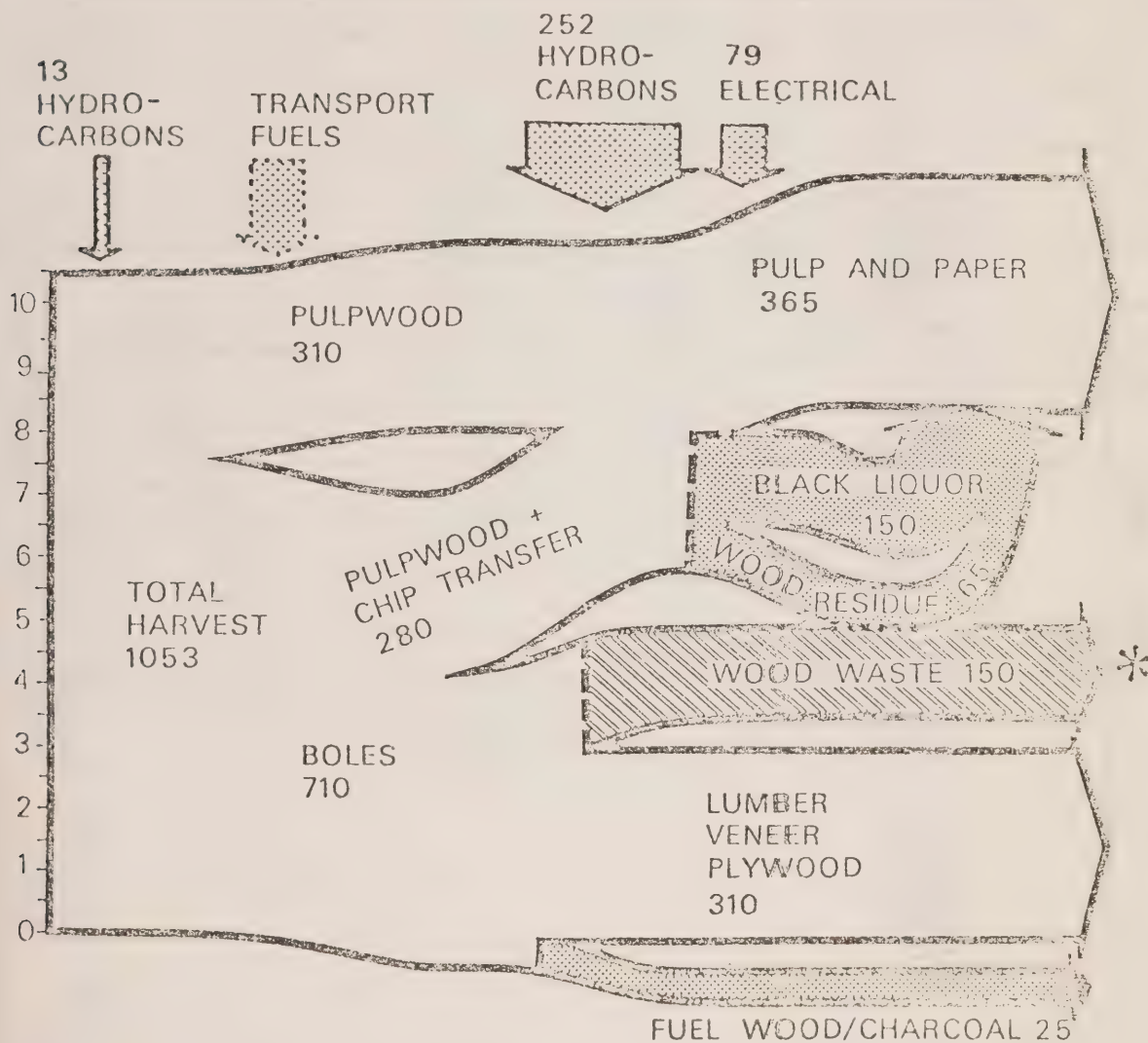


Table I - Biomass Feedstock Values for Different Conversion Technology  
Conversion Technology Options.

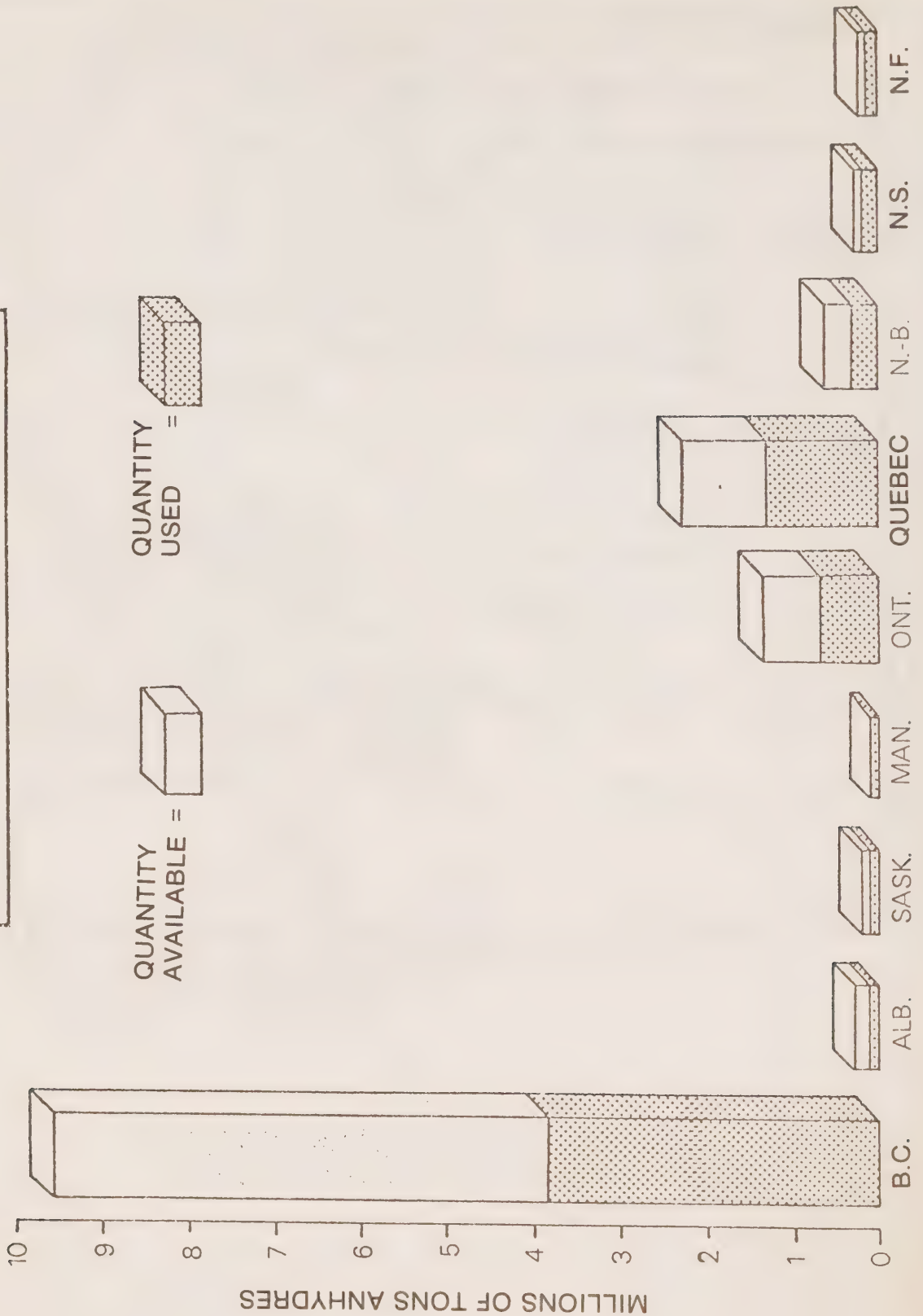
Tableau I - Valeur de la biomasse pour diverses techniques de conversion

Technology	Biomass Value \$/GJ	Technical Risk	End use markets and size
Direct Combustion	4.8	v - low	Self-sufficiency in forest industries - increase of 300 PJ by 1985.
Co-generation in forest industries	3.1	v - low	Forest industries - 600 MW potential using 25 - 30 PJ feedstock.
Gasification to low and medium heating value gases	3.8	moderate	High temperature end uses such as lime kilns and natural gas/oil boiler retro- fit. 100 - 200 PJ
Densified bio- mass - pellets & briquets	3.5	low	Transportable medium to displace distillate fuels in stationary applications 50 - 100 PJ
Condensing steam electricity generation.	0.8	low	Limited market for 50-100 MW plants in large utili- ties. 10 - 20 PJ
Gasifier - diesel electric	8.3	moderate	Remote communities each with < 1 MW demand total market < 50 MW, < 4 PJ
Liquid fuel produc- tion - alcohols MeOH and EtOH	0.7	moderate to high	Market potential is <1 EJ. Current end use problems for alcohol fuels.

ENERGY IN THE FOREST INDUSTRY SYSTEM  
ALL ENERGY IN PJ ( $10^{15}$  JOULE)



# FACTORY WASTE BY PROVINCE (ta - 1976)



TOTAL QUANTITY AVAILABLE  $\approx 8 \times 10^6$  ta  $\approx 150$  PJ



# COMBUSTION SYSTEM COSTS \$ Can. 1979

capital costs k\$/Bbl/day capacity

10 kW 1TJ/year 1.0x10<sup>6</sup> Btu/hr 3.0x10<sup>6</sup> Btu/hr Steam 26 kg/s Steam 100,000 lb/hr Steam 400,00 lb/hr

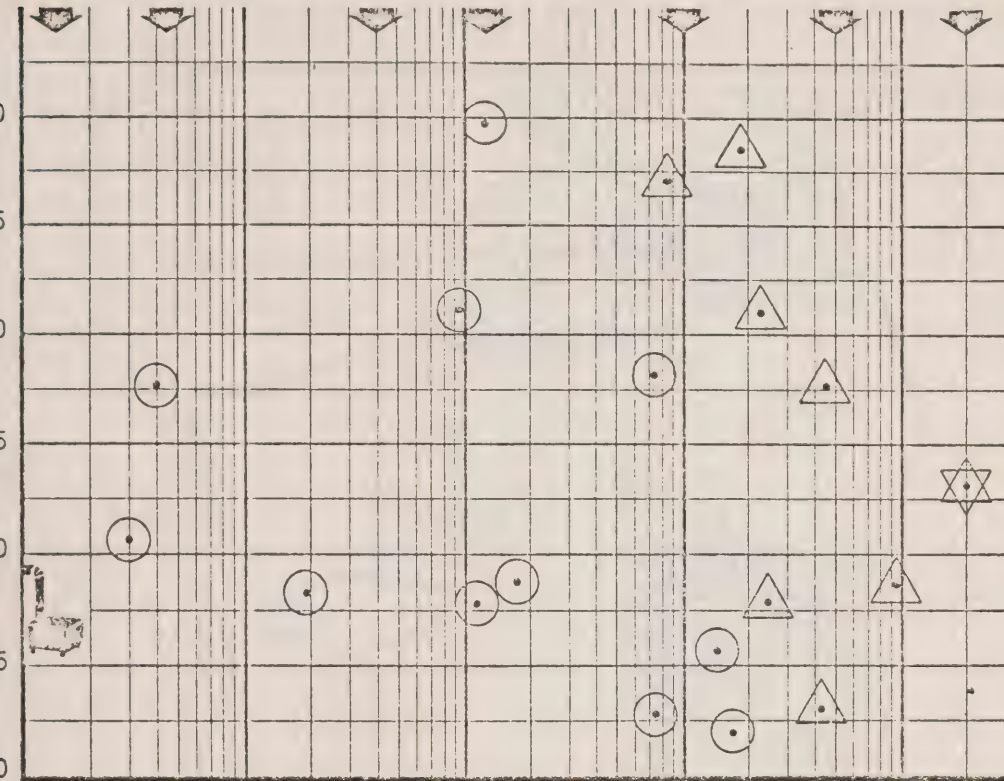
Capital Costs of Oil Production

Shales and Coal

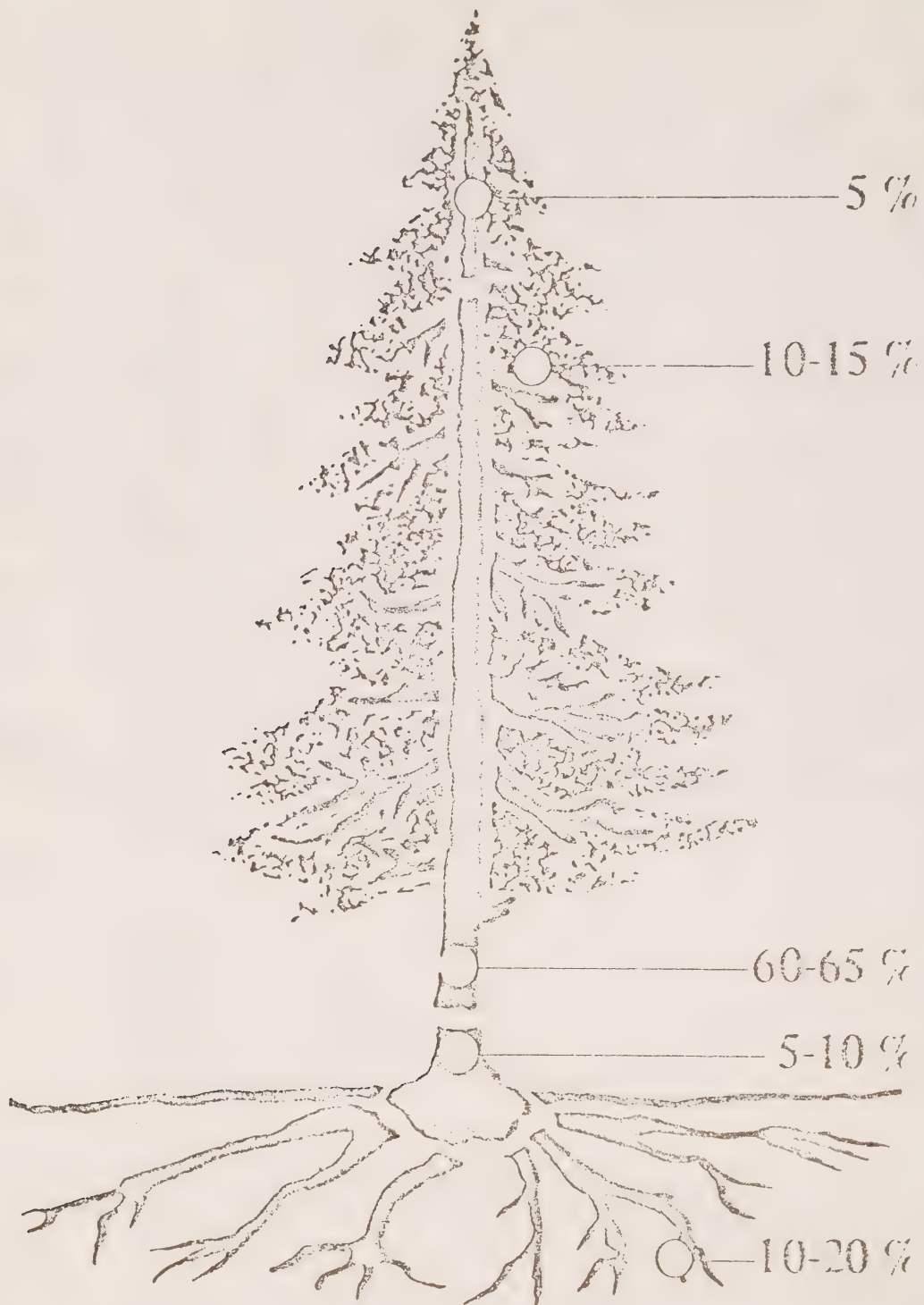
Oil sands

Offshore Resources eg. North Sea and Alaska

Saudi Arabia

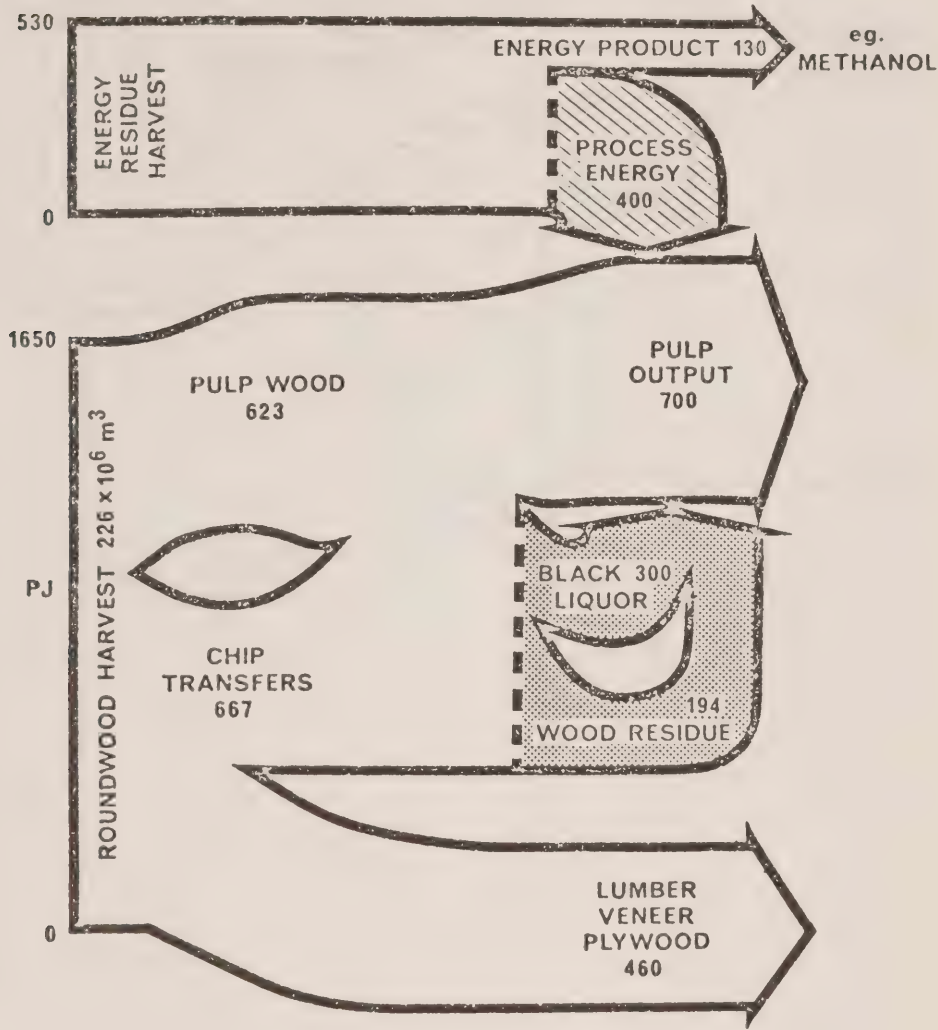


Bbl/day Oil equivalent



*Approximate distribution of the tree biomass in percentage of weight*

ENERGY IN THE FOREST INDUSTRY SYSTEM - 2000 AD  
ALL ENERGY IN PJ ( $10^{15}$  JOULE)





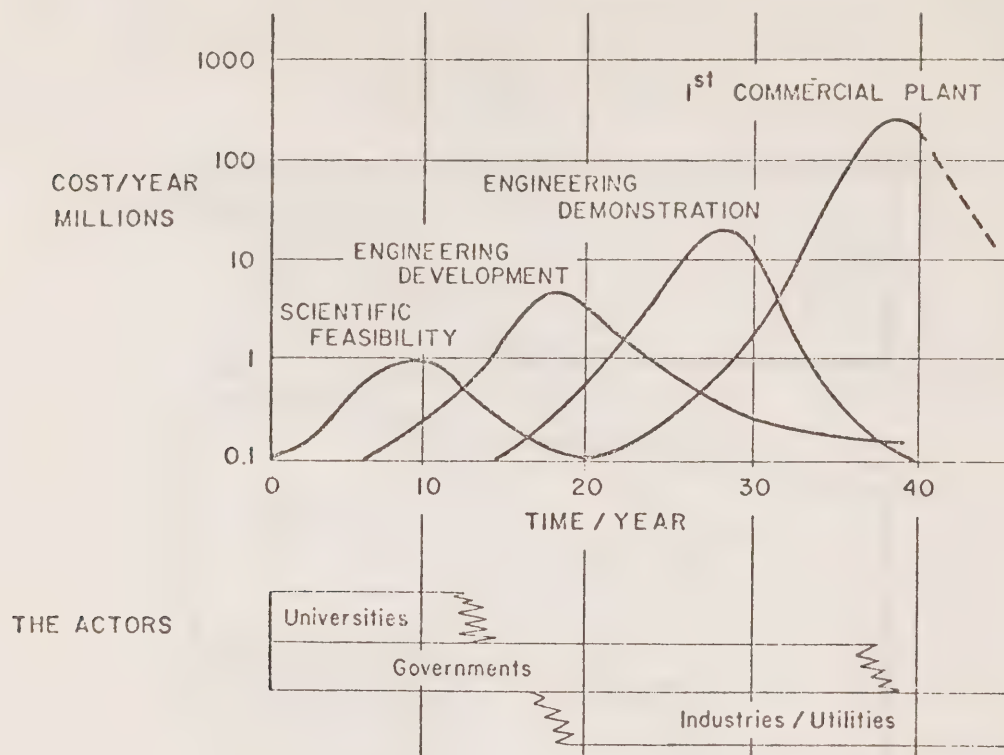


TABLE 3

Technological Development	C/A VALUES			
	$< 1$	$1 \leq 2$	$2 \leq 3$	$3 \leq 4$ $\geq 4$
Available Now i.e. $\alpha$	Small & large scale wood combustion		Coseneration in P&P industry	Grain Fermentation to ethanol  Hog fuel boiler to condensing turbine electricity production.
Demonstrated i.e. $\beta$	Remote community gasifier electricity generation Gasifiers for LBC coupled to boilers.	Small scale straw combustor		Wood fermentation to ethanol  Anaerobic digestion
Pilot Plant i.e. $\gamma$		Oxygenated - NBC gasifier	Combined cycle gas turbine + steam to electricity.	Methanol synthesis from NBC
Experimental i.e. $\Delta$			High rate anaerobic fermentation. Lignocellulosics, to alcohols by Biotechnology.	Proto-oil

## B I O E N E R G Y   R &amp; D   P R O G R A M

## PLANNED EXPENDITURES BY SUB-PROGRAM, 1977-78 TO 1979-80

	1977-78 (\$K)	1978-79 (\$K)	1979-80 (\$K)	TOTAL (\$K)
RESOURCE ASSESSMENT	17.5	465.6	687.4	1170.5
ENVIRONMENTAL EFFECTS	-	47.6	475.5	523.1
INTERNATIONAL PARTICIPATION	-	25.0	25.0	50.0
FEDERAL-PROVINCIAL ACTIVITIES	-	-	-	-
HARVESTING & COLLECTION TECHNOLOGIES	-	80.5	494.2	574.7
CONVERSION TECHNOLOGIES	86.5	1820.3	2854.7	4761.5
FUNDAMENTAL STUDIES	77.4	504.8	543.4	1125.6
SOCIO-ECONOMIC-TECHNICAL STUDIES AND INFORMATION	291.9	939.8	454.2	1685.9
HANDLING, TRANSPORT & PRE-TREATMENTS	-	38.6	52.6	91.2
PROJECT MANAGEMENT	-	-	150.0	150.0
	473.3	3922.2	5737.0	10132.5



The Second European Community Programme  
on Energy from Biomass

PHILIPPE CHARTIER and WOLFGANG PALZ

Institut National de la Recherche Agronomique  
Versailles, France.

Commission of the European Community  
DG XII, Bruxelles, Belgium

Abstract

The second European Community Programme on fuels from Biomass consists of 36 contracts over 4 years in the fields of agricultural and forestry residues, energy plantations, algae, methane, cellulolysis and thermochemical processes. A pilot phase will be initiated by 1981 which will be devoted to methanol synthesis via gasification of wood which is the main priority for liquid fuel in the EC programme.

## «APPENDICE «AEEA-4»»

## MÉMOIRE SUR LE POTENTIEL DE L'ÉNERGIE ORGANOMASSIQUE (BIOMASS).

destiné au groupe de travail parlementaire sur les énergies de remplacement le 8 juillet 1980

R. P. Overend

## INTRODUCTION

L'utilisation de l'organomasse comme source de combustible remonte à la préhistoire et pour bien des gens, il s'agit d'un combustible démodé, qui a été remplacé par les combustibles modernes à haute densité, comme le pétrole et le gaz. Les récentes préoccupations concernant la disponibilité du pétrole dans de nombreux pays ont ravivé l'intérêt pour l'utilisation du bois et des produits de l'agriculture en remplacement du pétrole. Le plus célèbre exemple de cette tendance est sans doute le programme brésilien d'utilisation de l'alcool, qui vise à convertir la canne à sucre et d'autres produits agricoles en éthanol destiné à la chimie et aux transports. L'organomasse est une ressource renouvelable qui utilise la lumière du soleil pour faire circuler l'énergie dans la biosphère par le cycle naturel, recyclant ainsi constamment le carbone, l'hydrogène et l'oxygène (diapositive 1). La photosynthèse, c'est-à-dire le mécanisme par lequel les composés organiques sont formés à partir de dioxyde de carbone et d'eau, a ici un rendement total très faible du fait de la brièveté de la période de croissance de la végétation au Canada, mais elle constitue actuellement un des seuls moyen d'emmagasiner l'énergie solaire, avec l'hydro-électricité dont nous disposons (diapositive no. 2). Comme l'abondance de l'organomasse dépend du flux solaire, cette dernière constitue en fait une source d'énergie ténue par rapport aux combustibles fossiles (diapositive no. 3). Comme on peut le voir sur cette image, la superficie nécessaire pour obtenir environ un quart de notre consommation totale de combustibles fossiles représente moins d'un demi kilomètre carré dans le cas des puits de pétrole, 4 kilomètres carrés pour les sables bitumineux de l'Athabasca, tandis qu'elle passe à près de 1 000 kilomètres carrés pour la forêt. De telles superficies nous amènent à nous demander si les systèmes agricole et forestier peuvent produire davantage d'énergie qu'on ne doit leur en consacrer sous forme de travaux de préparation, d'entretien et de récolte, ainsi que par les fertilisants et les pesticides (diapositive no. 4). On peut voir ici que le rapport entre la production et l'apport d'énergie dans l'industrie forestière intensive et dans la plupart des récoltes est en fait positif, puisque dans certains cas, l'exploitation forestière produit 20 à 30 fois plus d'énergie qu'elle n'en nécessite.

Le potentiel de l'organomasse au Canada a fait l'objet de recherches considérables qui ont soigneusement envisagé toutes les possibilités présentées sur ce tableau (diapositive no. 5). Un grand nombre de possibilités s'offrent à nous, en ce qui concerne aussi bien les ressources que les techniques de conversion susceptibles de satisfaire les besoins de notre société par l'exploitation de l'organomasse. A l'heure actuelle, on observe deux grands foyers d'activité dans le domaine de la bioénergie. Tout d'abord, on a instauré le programme ERIF pour favoriser le remplacement du pétrole et du gaz par les déchets de bois dans l'industrie forestière. La deuxième entreprise est un programme de recherche et de développement de faible ampleur qui vise à évaluer le potentiel de l'organomasse en tant que source d'énergie. Naturellement, l'organomasse comprend les matières premières produites par les secteurs forestier et agricole qui nous fournissent les produits végétaux et alimentaires dont nous avons besoin. Du point de vue énergétique, l'exploitation totale de l'organomasse est presque l'équivalent de tous les combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) utilisés au Canada et naturellement, cette richesse est également enregistrée sous forme de contribution de l'industrie forestière et de l'agriculture à l'économie. Les matières récoltées au niveau primaire sont consommées sous forme de nourriture, de bois et de papier; la récolte et la transformation occasionnent la production de grandes quantités de résidus qui peuvent être utilisés à des productions annexes ou sous forme de combustibles ou qui doivent être considérés comme déchets.

Jusqu'à maintenant, le gouvernement a eu pour objectif de répondre à l'ensemble des questions suivantes concernant l'organomasse:

De quoi disposons-nous? Où sont situées les ressources disponibles? Combien coûte leur exploitation? Quels risques présente-t-elle pour l'environnement? Comment les matières premières peuvent-elles être utilisées de façon à fournir une énergie suffisante pour répondre aux besoins de notre société fondée sur l'utilisation du pétrole?

Aux fins de la discussion, on peut séparer le problème des ressources du celui de leur conversion en définissant grossièrement d'une part, la récolte et le transport des produits de l'organomasse jusqu'à l'usine comme quantité de ressources, et d'autre part, le prix de la conversion à l'usine.

## LES RESSOURCES

Si l'on ne considère que l'organomasse terrestre, l'immense superficie du Canada et sa faible population confèrent au pays un potentiel considérable de contribution de la bioénergie. La production annuelle brute de l'organomasse est plusieurs fois supérieure à notre consommation d'énergie. La productivité de l'organomasse varie en fonction de latitude; répartition approximative des zones de productivité de l'organomasse apparaît sur ce tableau (diapositive n° 6). Comme on pouvait s'y attendre, la productivité baisse rapidement à mesure que l'on progresse vers le Nord, mais heureusement, nos forêts et nos zones agricoles sont situées dans les régions les plus productives du Canada et en fait, elles ne sont sans doute que deux à trois fois moins productives que les meilleures régions tropicales. L'utilisation intensive de l'organomasse dépendra des superficies disponibles, et il conviendra sur ce point de considérer non seulement la superficie des terrains, mais également la qualité de leur sol (diapositives n°s 7 et 8). Ces données nous amènent à conclure que la forêt présente de vastes possibilités d'exploitation, et comme nous le verrons plus tard, cette exploitation risque peu de concurrencer les industries traditionnelles. Les études réalisées à ce jour montrent que dans l'ensemble, l'organomasse est suffisamment abondante pour remplacer une partie importante de notre consommation de combustibles liquides; à ce propos, on a réalisé la courbe suivante à partir des résultats de plusieurs études (diapositive n° 9). Les courbes globales de ce type engendrent cependant une certaine confusion, car si cinq ou six usines de type «syncrude» établies sur une petite superficie dans une seule province suffiraient à assurer l'approvisionnement du pays en combustible liquide, l'équivalent en énergie provenant de l'organomasse nécessiterait de 30 à 50 petites usines réparties dans toutes les provinces. Les coûts en capitaux de ces usines devraient être analogues à ceux des usines de type «syncrude», mais elles offriraient des possibilités d'emploi bien supérieures. Chacune de ces usines serait comparable aux usines de pâtes et papiers actuelles, qui sont davantage limitées par le coût de la récolte des matières premières, que par le coût en capital des installations. Avant d'entrer dans les détails des techniques de conversion, il serait utile d'évoquer les différentes possibilités qui s'offrent à nous pour convertir l'organomasse en énergie, et de discuter des particularités de chaque option.

Il faut savoir que certaines des techniques qui apparaissent sur la diapositive n° 10 n'existent pas encore. En outre, la valeur donnée à l'organomasse correspond au prix acceptable pour les charges d'alimentation après considération des économies réalisées par le remplacement du pétrole ou du gaz, et du coût en capital de la mise au point des techniques nécessaires. Prenons deux exemples: la production d'électricité dans des régions éloignées est extrêmement coûteuse lorsqu'on utilise du combustible acheminé par les voies navigables ou même par canalisation. La valeur de l'organomasse dans une telle situation est d'autant plus élevée. A l'inverse, les combustibles liquides obtenus à partir de l'organomasse nécessitent d'énormes capitaux, alors qu'il s'agit de remplacer des combustibles qui, dans les conditions canadiennes actuelles, sont obtenus à très bas prix. En conséquence, on ne peut retenir que de faibles charges d'alimentation.

Les possibilités qu'offre l'organomasse à court terme font principalement appel aux techniques de la combustion. L'industrie forestière fait déjà une grosse utilisation des déchets de bois et des liqueurs noires qu'elle produit elle-même, puisque cette énergie représente presque  $3\frac{1}{2}\%$  de la consommation nationale. On constate, d'après ce schéma (diapositive n° 11) que le reste des déchets de bois pourrait cependant être utilisé pour remplacer les combustibles fossiles dans l'industrie forestière, et c'est à cela que se consacre le programme ERIF. La diapositive n° 12 indique les endroits où l'on trouve la plupart de ces résidus, et la diapositive n° 13 fait apparaître les coûts en capital de cette forme de substitution par rapport à ce qu'il en coûterait pour découvrir de nouveaux gisements ou pour produire du pétrole.

Dans le cadre de la recherche et du développement en bioénergie, le programme ENFOR s'intéresse à la technologie de la récolte des résidus de l'industrie forestière, notamment les cimes d'arbre et les branches abandonnées dans la forêt (diapositive n° 13). Ces recherches devraient aboutir à un système qui aurait un impact considérable sur



les industries forestières, et surtout sur la gestion des forêts. Le document intitulé «L'énergie et l'industrie forestière au Canada», qui a été transmis au Comité, nous a donné l'occasion de faire des projections sur ce que pourrait être l'avenir énergétique de l'industrie forestière.

La diapositive n° 14 présente ces projections, établies à partir de la croissance prévue de la production de bois de pâtes et de papiers. La récolte prévue de 226,000,000 de mètres cubes de bois rond est sans doute très proche de la limite de rendement soutenu de la production forestière conventionnelle au Canada. Malgré tout, sur les vingt-cinq ans qui séparent les schémas n°s 11 et 14, on ne remarque qu'une légère augmentation de 2 % des récoltes par an. Les principaux changements par rapport au schéma n° 11 viennent de ce que tous les besoins énergétiques de l'industrie devront être comblés par les résidus de la récolte du bois et de la fabrication du papier, et naturellement, on prévoit également que l'industrie forestière exportera de l'énergie qu'elle aura produite, éventuellement sous forme de méthanol. Une telle perspective n'est nullement irréalisable, puisque cette année, on a inauguré en Suède la première usine de pâtes et papiers n'utilisant aucun produit pétrolier. Bien sûr, la recherche et le développement ne sont que l'un des éléments de l'évolution de l'industrie, fondée sur l'utilisation des combustibles fossiles en 1975, vers une industrie autosuffisante en matière d'énergie, et il est intéressant de dresser le tableau du processus de développement technologique qui décidera de la situation de cette industrie en l'an 2000 ou en 2025 (diapositive n° 15). Bien des années se sont écoulées entre le premier vol et les liaisons commerciales actuelles, ou entre les premiers travaux réalisés en Allemagne sur la liquéfaction du charbon et les grandes usines SASOL qui fonctionnent actuellement en Afrique du Sud ou encore entre la découverte de l'énergie nucléaire et le système de réacteur CANDU que nous connaissons. Il importe donc, en 1980, de réfléchir sur les «nouveaux» combustibles de remplacement et les «nouvelles» sources d'énergie dont nous disposons dès maintenant sous forme d'usines de démonstration technique.

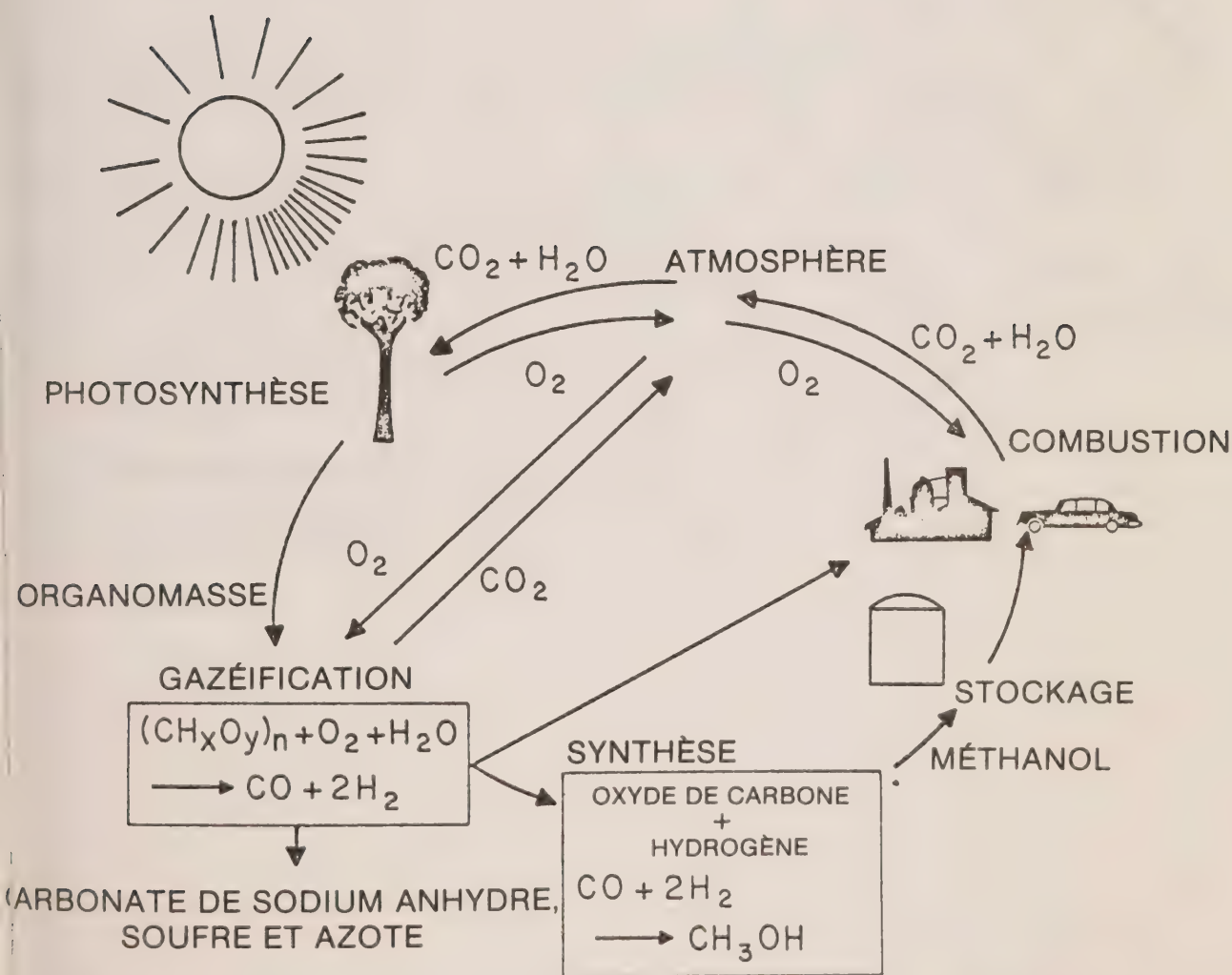
En remplaçant la valeur monétaire de l'unité d'énergie par an, par le coefficient du coût en capital, de façon à indiquer le coût relatif des nouvelles techniques, et en le comparant à l'état de développement actuel de la technologie, on parvient à identifier les objectifs qui s'imposent à notre programme de recherche et de développement (diapositive n° 16). Par exemple, il suffit d'un effort minime au niveau de la combustion pour solutionner les problèmes d'environnement que posent ces combustibles. Un gros effort s'impose pour améliorer l'efficacité des combustibles liquides provenant de l'organomasse et pour diminuer leur coût en capital, et l'on insiste actuellement sur la gazéification à l'oxygène pour obtenir des combustibles à rendement thermique moyen comme première étape de la synthèse du méthanol. La répartition actuelle des ressources du programme apparaît sur la diapositive n° 17. C'est le programme ENFOR, du Service canadien des forêts, qui prend la part du lion, avec environ 70 % des dépenses. Viennent ensuite Agriculture Canada et le CNRC; Agriculture Canada effectue des recherches sur l'utilisation sur place des résidus agricoles à des fins énergétiques, et le CNRC effectue des recherches spéculatives à plus long terme dans des domaines comme la biotechnologie. Environ trois quarts des dépenses correspondent à des recherches effectuées à contrat dans l'industrie, dans des conseils de recherche et des universités.

Les programmes de démonstration entrepris par le fédéral et les provinces devraient comprendre d'importants projets sur l'organomasse. La Colombie-Britannique, quant à elle, a manifesté un intérêt particulier pour l'organomasse, puisqu'elle a déjà constitué un comité sur l'utilisation des déchets du bois; de son côté, l'Ontario entend réaliser des projets concernant l'organomasse dans le cadre du programme de récupération d'énergie des déchets, dont il a annoncé la création. Le Québec a déjà fait part de son intérêt pour le méthanol, et il va vraisemblablement confier des travaux dans ce domaine à son service Nouveler, qui se consacre à l'étude des techniques nouvelles.

Le Canada n'est pas le seul pays à s'intéresser à cette question; par l'intermédiaire de l'Agence internationale de l'énergie, il collabore avec les pays scandinaves et européens et les États-Unis à la mise en valeur de l'organomasse. Grâce aux résultats remarquables obtenus par l'Ontario dans des recherches sur le peuplier à croissance rapide, le Canada est à la tête des pays qui collaborent au sein de l'Agence internationale de l'énergie au développement de plantations utilisables à des fins énergétiques. La Communauté européenne réalise quant à elle un programme dont une phase quadriennale vient de se terminer; il en va de même pour le programme canadien en cours actuellement, qui envisage toutes les possibilités actuelles. Malgré les ressources relativement maigres de l'organomasse en Europe, qui devraient représenter moins de 5 % de la consommation d'énergie en l'an 2000, les objectifs du programme européen

sont très semblables à ceux du programme canadien (diapositive n° 18). On envisage la possibilité d'une collaboration canadienne aux programmes de la Communauté européenne et de l'AIE aux échelons fédéral et provinciaux, ainsi qu'au sein des industries bioénergétiques qui commencent à se constituer au Canada.

Enfin, l'ensemble des informations transmises au comité comprend les procès-verbaux des conférences organisées par l'Institut de l'énergie organomassique, qui a non seulement associé les notions d'organomasse et d'énergie, mais qui, par ses efforts, a remis en valeur cette source d'énergie à la fois ancienne et nouvelle.



**LA BIOÉNERGIE FAIT PARTIE DU CYCLE DE LA NATURE**

# LA BIOÉNERGIE C'EST DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

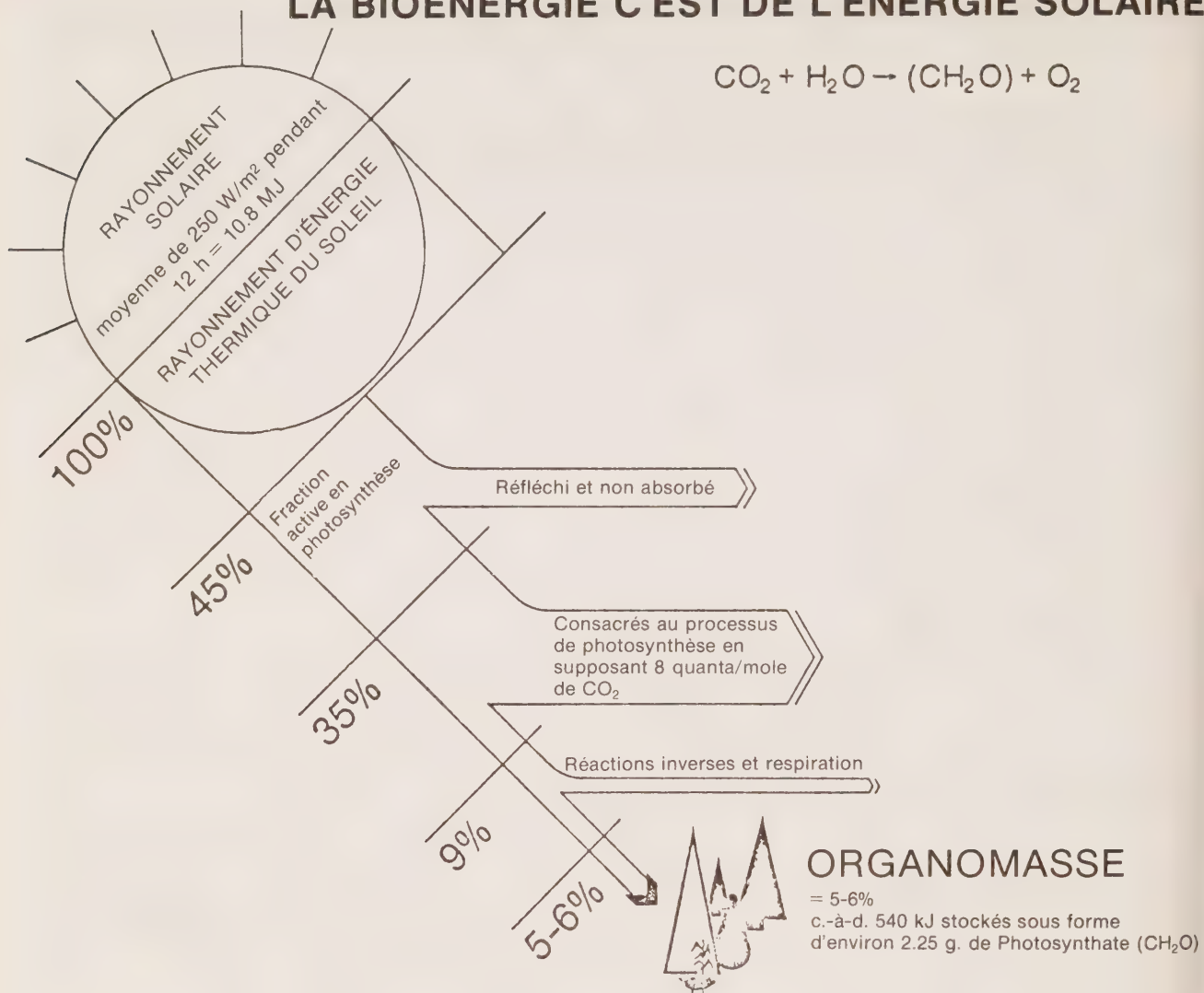
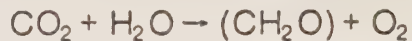




Tableau II — Quantité d'énergie emmagasinée par unité de surface par diverses sources

Source d'énergie	Énergie/ha	Superficie/km <sup>2</sup> pour IES	Référence
Puits de pétrole brut (Alberta)	22 PJ	0.46	
Exploitation minière des sables bitumineux de l'Athabasca	2.2 PJ	4.5	EMR 1976
Charbon de lignite Shaunavon (Sask.)	380 TJ	26	SPC 1978
Terrains tourbeux de l'Est canadien	50 TJ	200	Monenco 1977
Énergies renouvelables			
Incidence de l'énergie solaire sur Ottawa en un an	46 TJ	217	TC 1968
Projets hydroélectriques — Baie James (Qué.)	16.5 GJ	606 000	SEBJ 1979
Paille /E 1 Mg/ha	16.8 GJ	600 000	InterGroup 1978
Forêts — fumier 500 Mg/ha — taux annuel d'accumulation	9.3 TJ	1 080	Love & Overend 1978
5 Mg/ha	9.3 GJ/	108 000/	"
30 Mg/ha	560 GJ/	17 900/	"

# PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR UNITÉ DE TERRAIN SYSTÈMES MONDIAUX D'EXPLOITATION AGRICOLE

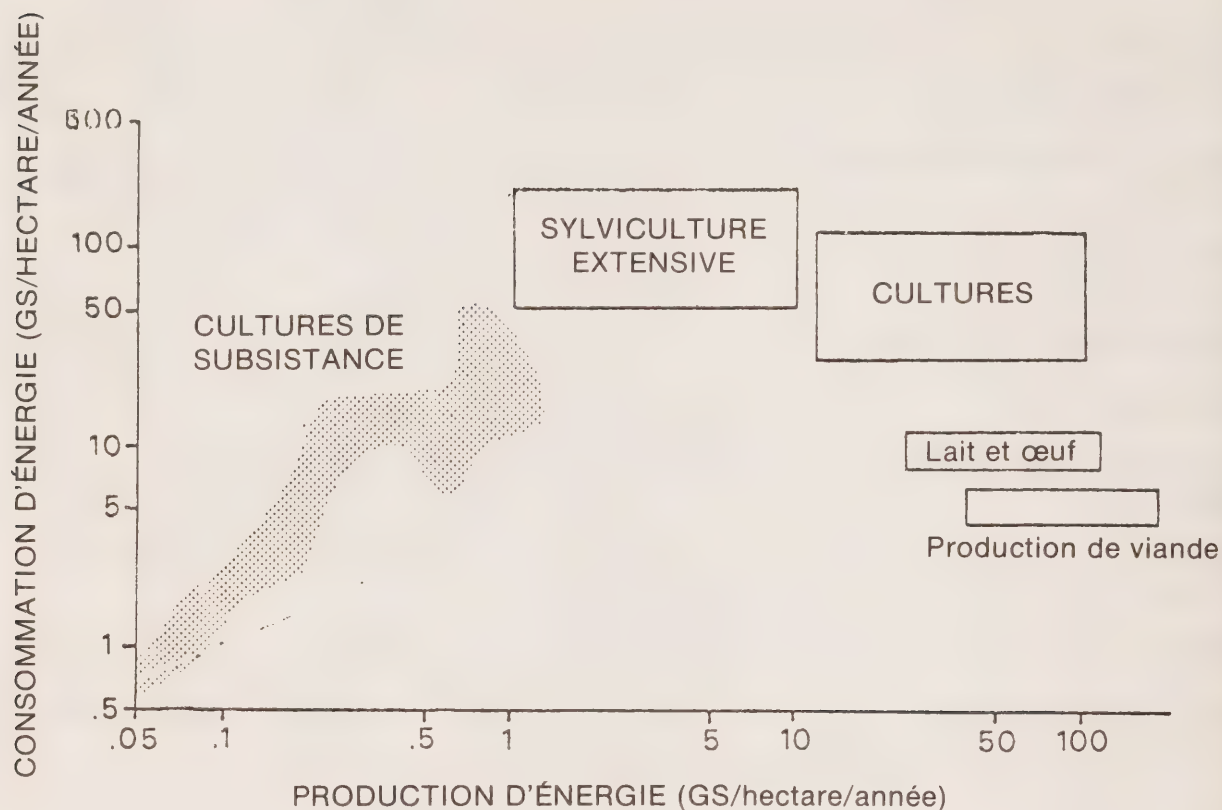


TABLEAU D'ÉVALUATION DE LA TECHNOLOGIE ET DES RESSOURCES  
RESSOURCES ORGANOMASSIQUES

RESSOURCE	RÉCOLTE ET TRANSPORT	TECHNIQUES DE CONVERSION	TRANSPORT	UTILISATION FINALE
-FORÊT			VAPEUR	CHAUFFAGE INDUSTRIEL
	déchets des usines	ex: vapeur		
	résidus forestiers	électricité	ÉLECTRICITÉ	ÉLECTRICITÉ
	récolte primaire		PIPE-LINE	SYNTHÈSE CHIMIQUE
-AGRICULTURE		GAZÉIFICATION	NAVIRE-CITERNE	TRANSPORT
		ex: gaz à faible teneur		
	résidus agricoles	en BTU	ROUTE	COMBUSTIBLES
	déjections animales	gas synthétique	RAIL	ex: Méthanol
-AGRO- SILVICULTURE	cultures servant à la production d'énergie			
		PYROLYSE		
		ex: produit de carbonisation		
		pétrole		
-AQUICULTURE		HYDROGÉNATION		
		ex: pétrole		
		GNS		
		FERMENTATION		
eau douce eau salée 1-estuaires 2-au large des côtes		ex: CH <sub>4</sub> C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH		



**CANADA: ZONES DE PRODUCTIVITÉ DE L'ORGANOMASSE**

ÉCHELLE: 125,000,000

**TONNES PAR HECTARE  
PAR ANNÉE**

-  aucune donnée
-  1.0 ou moins
-  1.1-4.0
-  4.1-8.0
-  8.1-15.0

SOURCE: L.E. RODIN,  
N.I. BAZILEVICH &  
N.N. ROZOV



Tableau III — Distribution et productivité des ressources organomassiques du Canada

Classification	Productivité en organomasse Mg/ha	Superficie 10 <sup>6</sup> ha	Pourcentage
Eau	—	81	8.1
Faune — toundra — moskeg surtout au 60° N	4	519	52.1
Terres agricoles	10	67	6.8
Centres urbains	—	6.2	0.6
Forêts — parcs nationaux	—	13.1	1.3
Productifs avec infrastructure	6—10	177	17.8
Productifs sans infrastructure	4—6	132.8	13.3
Totaux	—	996.1	100.0

Tableau IV — Inventaire des ressources en terres à vocation agricole du Canada

Class. des terres RT	Superficie 10 <sup>6</sup> ha	Pourcentage terres agricoles	Pourcentage du Canada
} Forage	18.363	14.86	1.84
	33.822	27.38	3.40
	25.371	20.54	2.50
} Cultures	25.442	20.59	2.55
	16.356	13.24	1.64
	4.195	3.40	0.42
Totaux	123.55	100.00	12.4

# COURBE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ORGANOMASSE

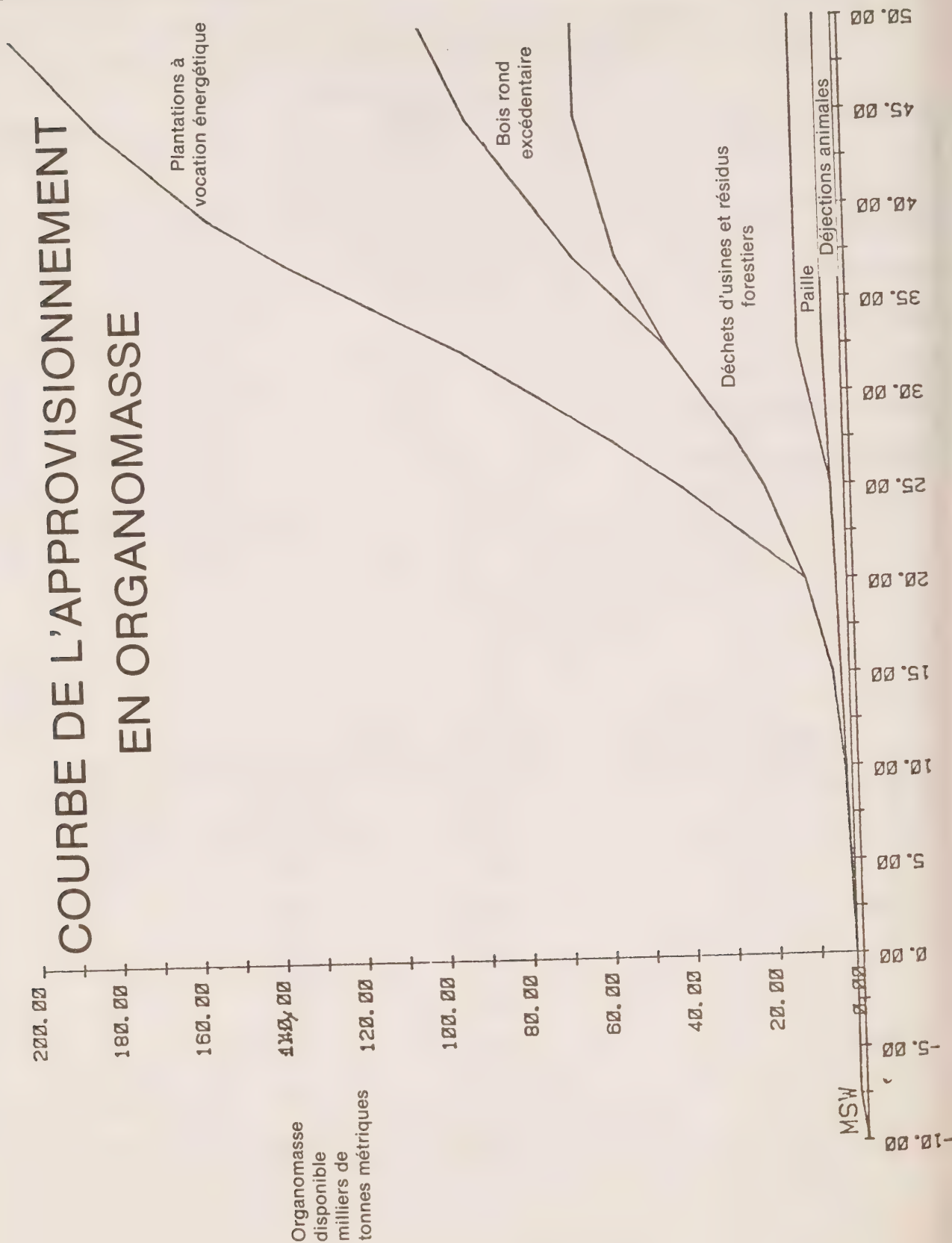
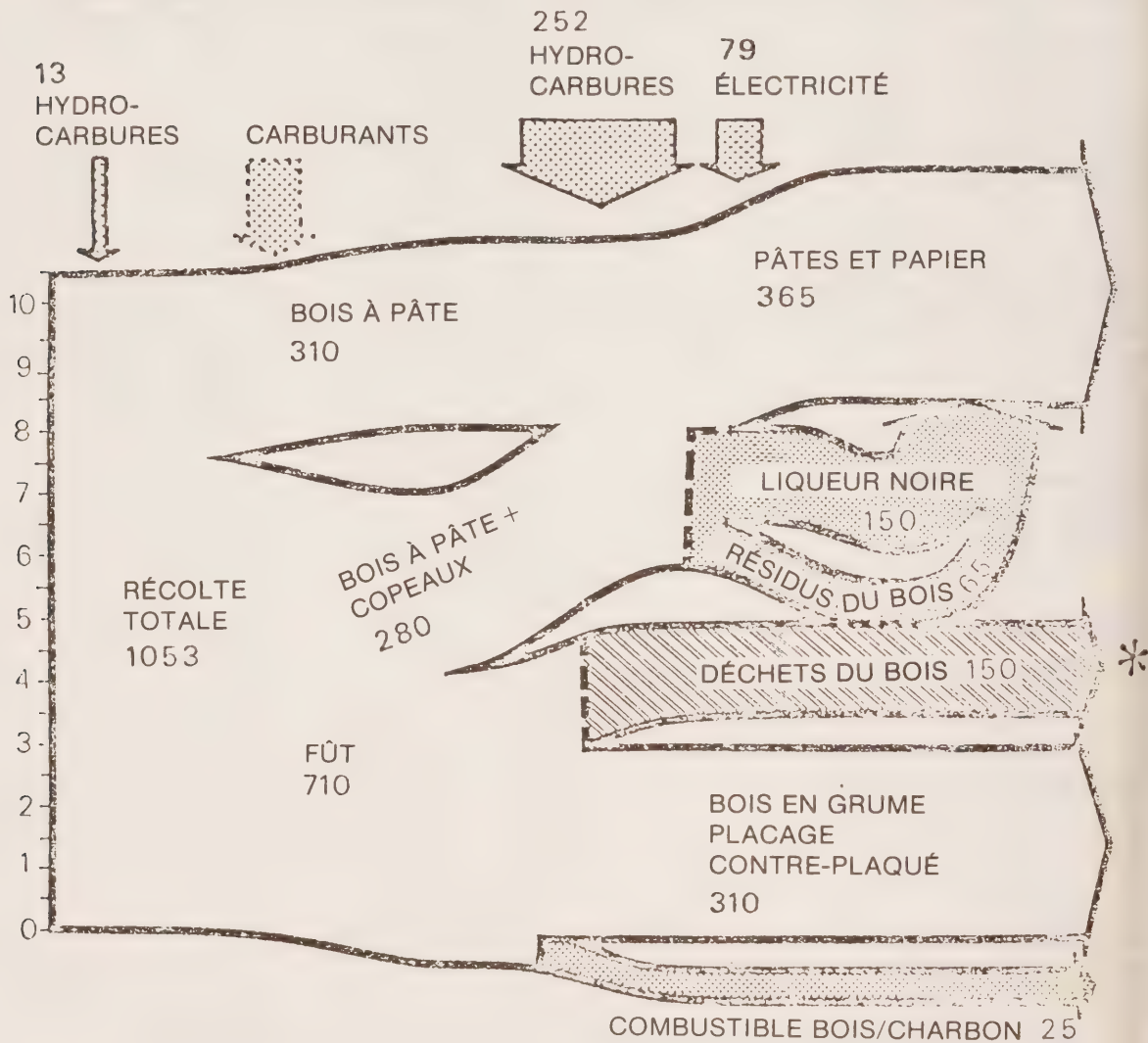




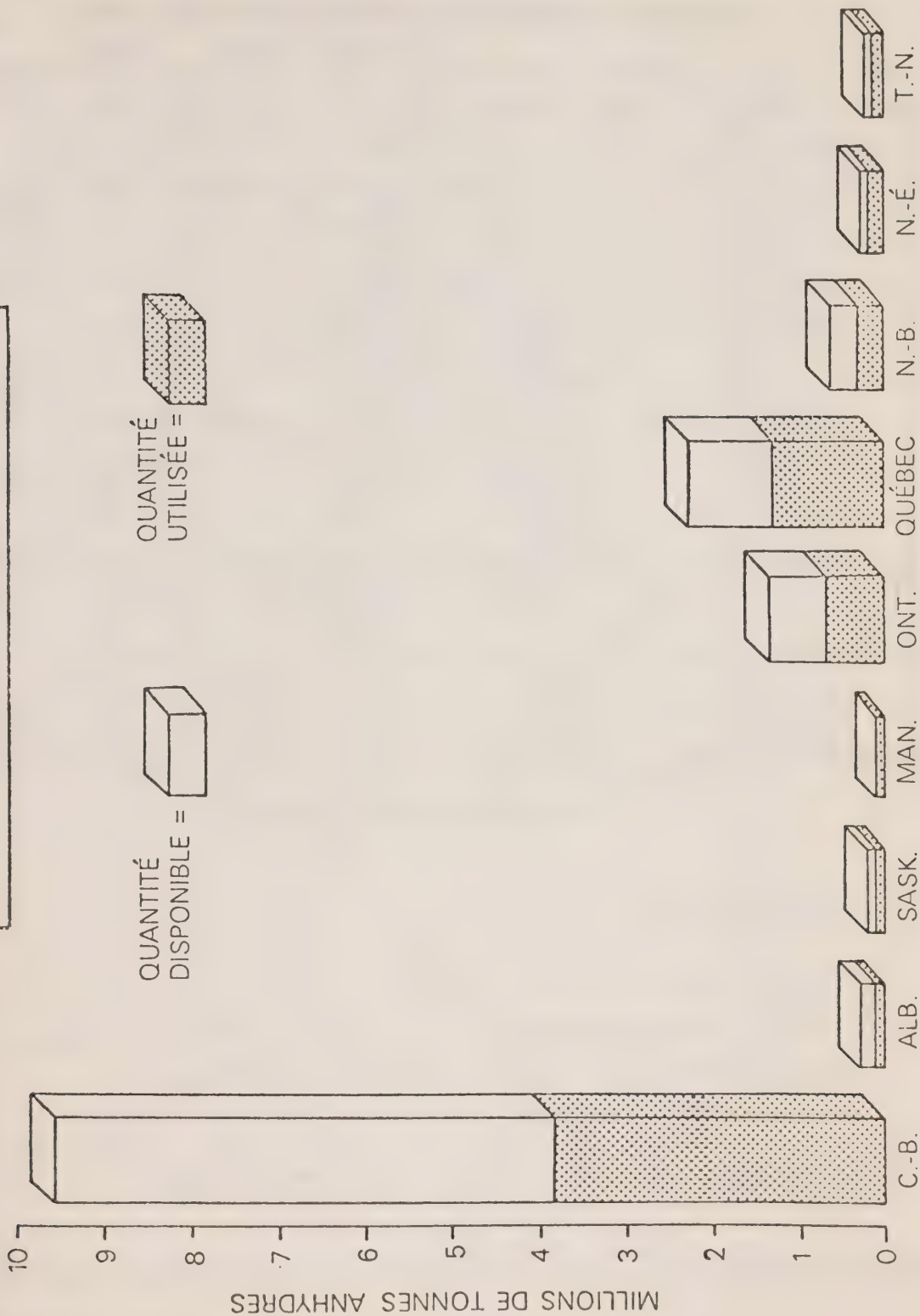
Tableau I — Valeur de l'organomasse pour diverses techniques de conversion

Technique	Valeur de l'organomasse \$/GJ	Risque technique	Marchés d'utilisation finale
Combustion directe	4.8	très faible	Auto-suffisance dans les industries forestières — augmentation de 300 PS d'ici 1985
Production conjuguée dans les industries forestières	3.1	très faible	Industries forestières — potentiel de 600 MW en utilisant des charges d'alimentation de 25-30 PJ
Transformation par gazéification en gaz à faible et moyenne teneur calorifique	3.8	moyen	Utilisations finales à hautes températures, par ex. fours à chaux et rénovation des chaudières à gaz naturel/pétrole. 100-200 PJ
Organomasse condensée — boulettes et briquettes	3.5	faible	Moyen de transport pour les combustibles distillés d'utilisation stationnaire. 50-100 PJ
Production d'électricité par condensation de vapeur	0.8	faible	Marché restreint pour 50-100 centrales MW dans les grands services d'utilité publique. 10-20 PJ
Gazogène-diesel — électrique	8.3	moyen	Collectivités éloignées ayant chacune des besoins de moins de 1 MW; marché total <50 MW, <4 PJ
Production de combustibles liquides — alcools MeOH et EtOH	0.7	moyen à élevé	Marché possible pour <1 PJ. Problèmes actuels d'utilisation finale des combustibles alcoolisés

# L'ÉNERGIE DANS LE RÉSEAU DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE (UNITÉS EN PJ ( $10^{15}$ JOULE))



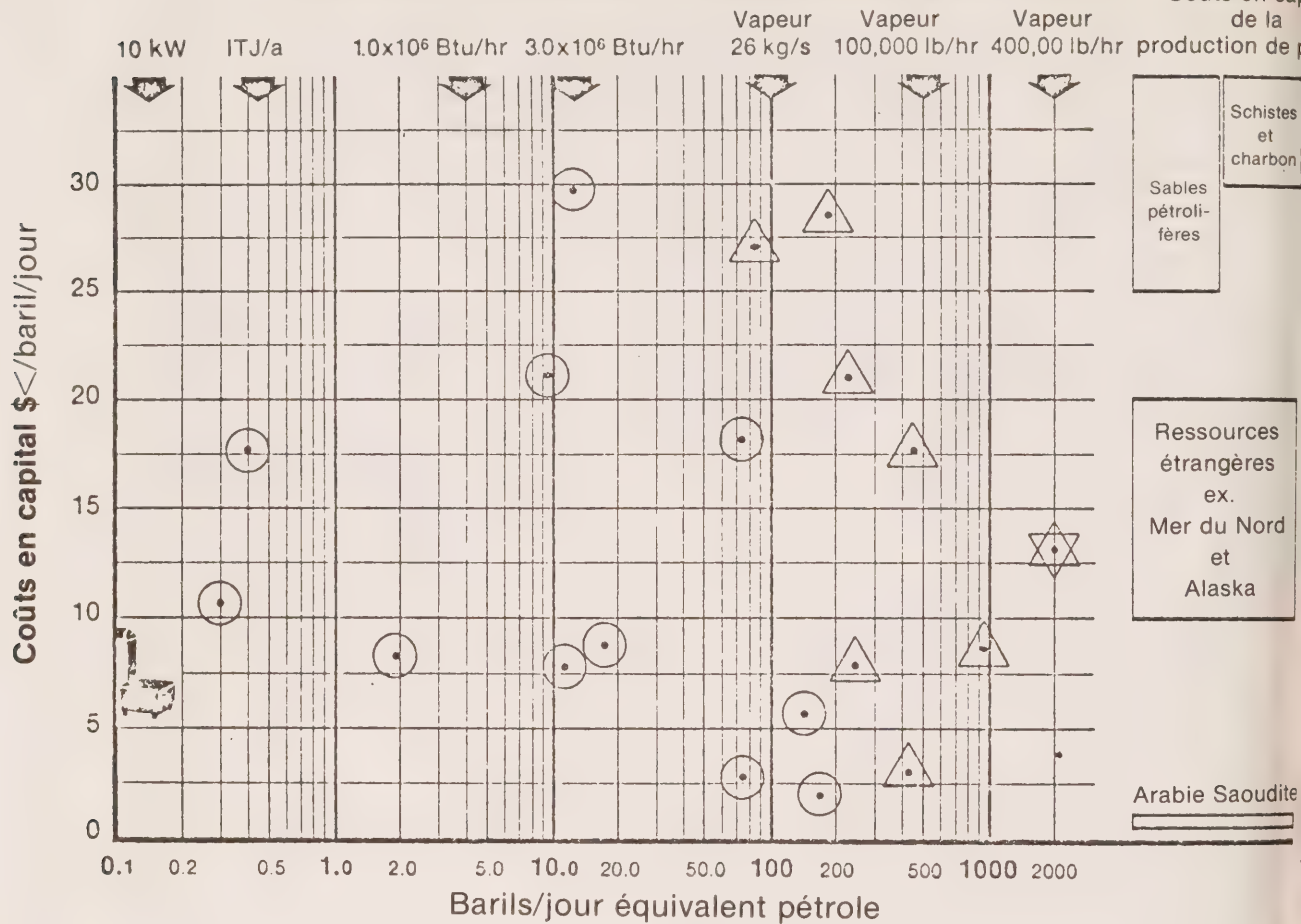
**DÉCHETS D'USINE PAR PROVINCE**  
(ta - 1976)

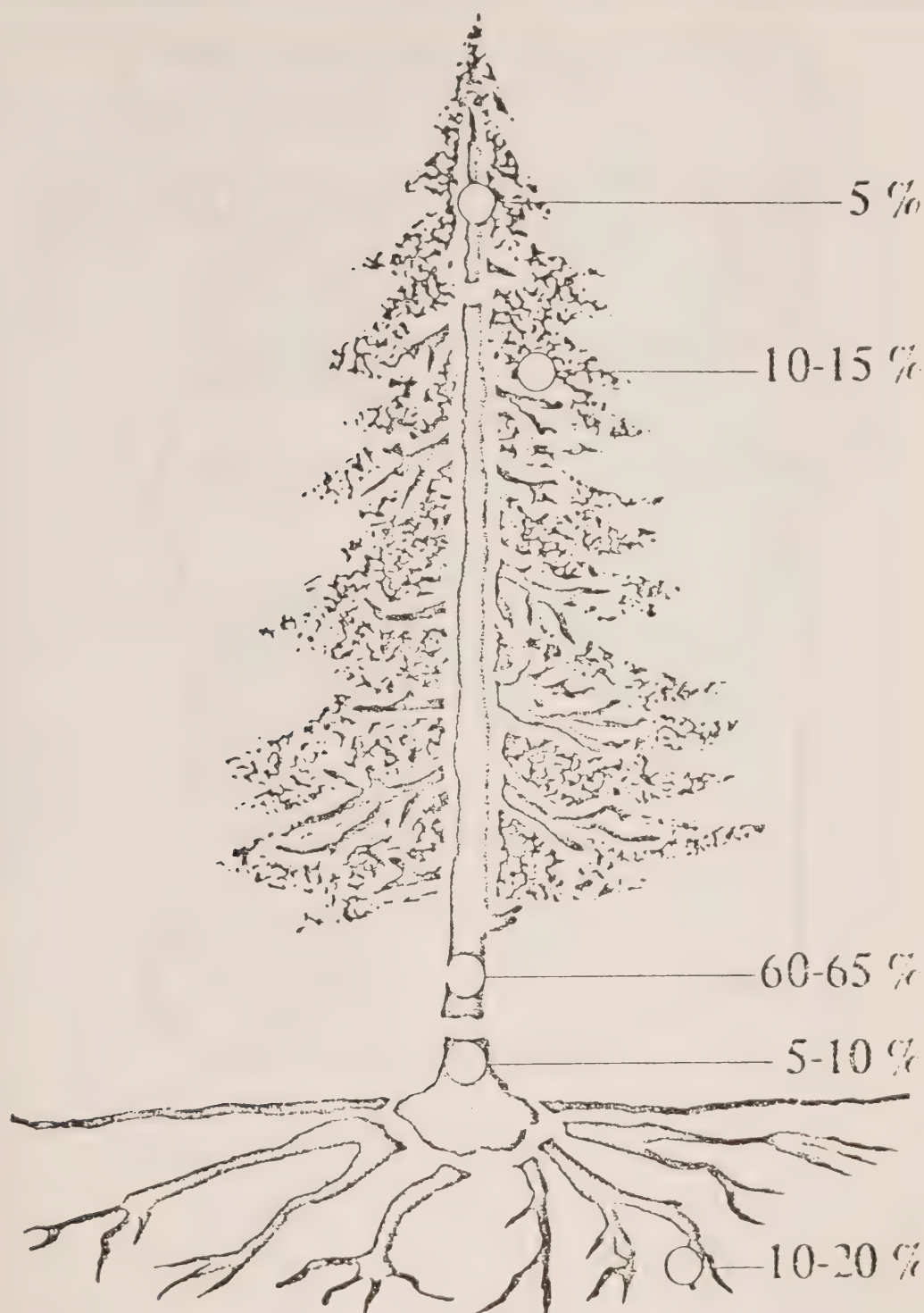


QUANTITÉ TOTALE DISPONIBLE  $\approx 8 \times 10^6$  ta  $\approx 150$  PJ



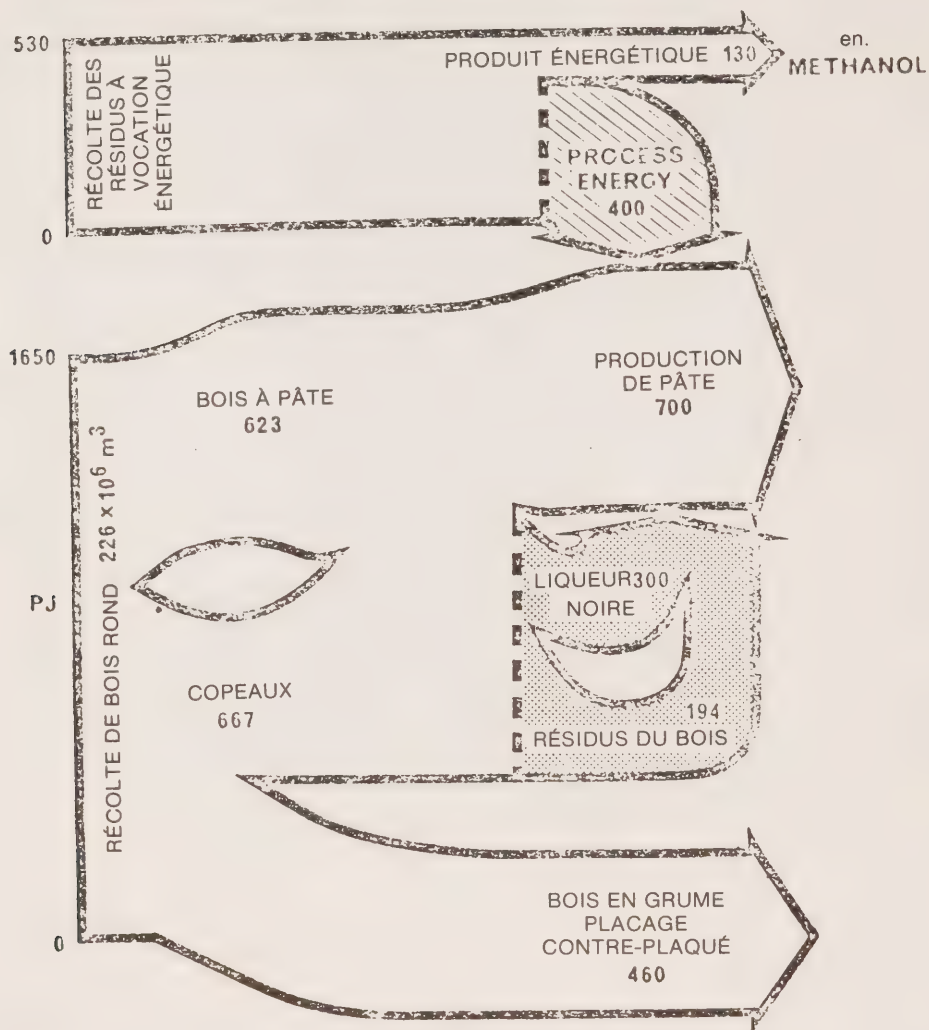
## COÛTS DU SYSTÈME DE COMBUSTION \$CAN. 1979





*Distribution approximative de l'organomasse  
de l'arbre en pourcentage du poids*

L'ÉNERGIE DU RÉSEAU DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE — 2000 AD  
(UNITÉS EN PJ ( $10^{15}$  JOULE))





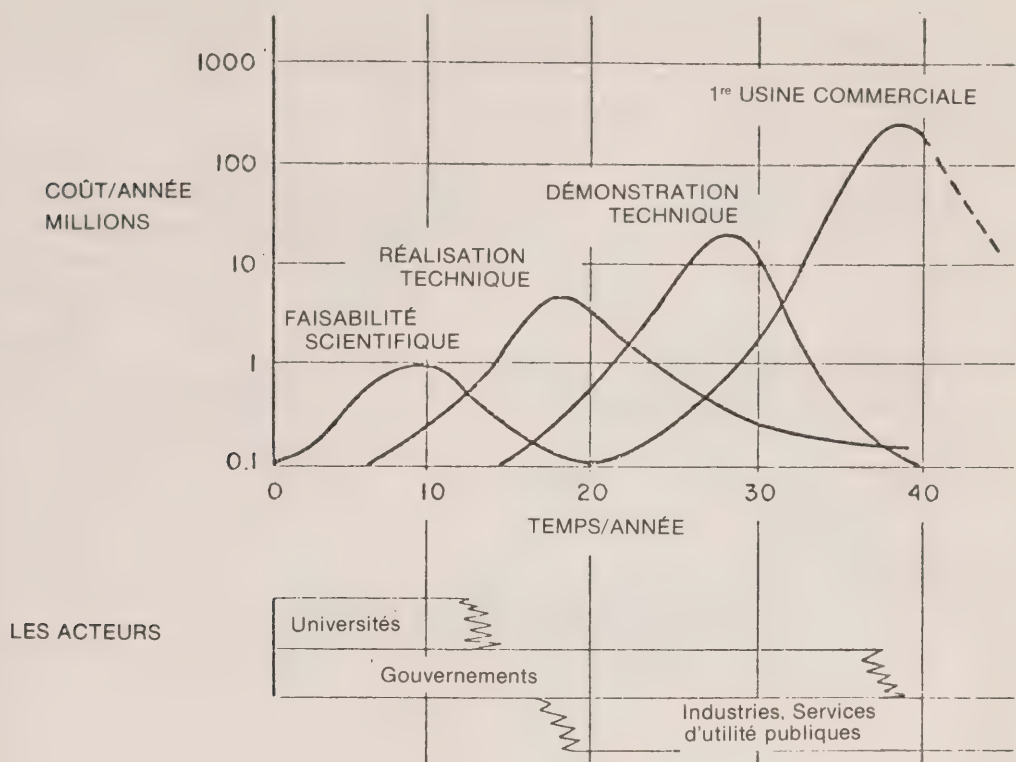


TABLEAU 3

Réalisation technologique	< 1	1 ≤ 2	Valeurs A/C 2 ≤ 3	3 ≤ 4	≥ 4
Disponible maintenant c.-à.-d. α	Combustion du bois petite et grande échelle		Génération conjuguée dans l'industrie des pâtes et papiers	Production d'éthanol par la fermentation de céréales	Chaudière pour lisier de porc dans une génératrice à condensation
Démonstration faible c.-à.-d. β	Production d'électricité par gazogène dans les collectivités éloignées — gazogènes pour LBG reliés aux chaudières	Combustion de la paille à petite échelle		Production d'éthanol par la fermentation du bois	Digestion anaérobie
Usine-pilote c.-à.-d. γ		Dazogène MBG — oxygéné	Turbine à gaz à cycle combiné + vapeur transformée en électricité	Synthèse du méthanol par MBG	
Expérimentale c.-à.-d. Δ			Fermentation anaérobie rapide. Transformation de la cellulose ligneuse en alcools par la biotechnologie	Proto — huile	

## Programme de R&amp;D sur l'organomasse

## Dépenses prévues par sous-programme, 1977-1978 à 1979-1980

	1977-78 (\$K)	1978-79 (\$K)	1979-80 (\$K)	TOTAL (\$K)
ÉVALUATION DES RESSOURCES	17.5	465.6	687.4	1170.5
RÉPERCUSSIONS ENVIRONNEMENTALES	—	47.6	475.5	523.1
PARTICIPATION INTERNATIONALE	—	25.0	25.0	50.0
ACTIVITÉS FÉDÉRALES-PROVINCIALES	—	—	—	—
TECHNIQUES DE RÉCOLTE ET DE RAMASSAGE	—	80.5	494.2	574.7
TECHNIQUES DE CONVERSION	86.5	1820.3	2854.7	4761.5
ÉTUDES FONDAMENTALES	77.4	504.8	543.4	1125.6
ÉTUDES ET RENSEIGNEMENTS SOCIO- ÉCONOMIQUES ET TECHNIQUES	291.9	939.8	454.2	1685.9
MANUTENTION, TRANSPORT ET PRÉ-TRAITEMENT	—	38.6	52.6	91.2
GESTION DE PROJET	—	—	150.0	150.0
	473.3	3922.2	5737.0	10132.5



**Le Deuxième programme de la Communauté européenne sur  
l'énergie organomassique**

**PHILIPPE CHARTIER ET WOLFGANG PALZ**

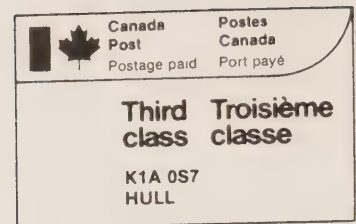
INSTITUT NATIONAL DE LA RECHERCHE AGRONOMIQUE  
VERSAILLES, FRANCE

Commission de la Communauté européenne  
DG XII, Bruxelles, Belgique

**Résumé**

Le deuxième Programme de la Communauté européenne sur les combustibles tirés de l'organomasse comporte 36 contrats échelonnés sur quatre ans dans les domaines des résidus agricoles et forestiers, des plantations énergétiques, des algues, du méthane, de la cellulose et des processus thermochimiques. Un projet-pilote sera amorcé en 1981 sur la synthèse du méthanol par gazéification du bois en conformité de l'objectif prioritaire du programme de la CE en matière de combustibles liquides.





*If undelivered, return COVER ONLY to  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7*

*En cas de non-livraison,  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

---

## WITNESSES—TÉMOINS

*From National Research Council Canada:*

On Biomass Energy:

Dr. R. P. Overend, Program Convenor, Biomass Energy

*Du Conseil national de recherches Canada:*

Sur l'énergie biomasse:

M. R. P. Overend, responsable du programme, énergie  
biomasse



HOUSE OF COMMONS

Issue No. 4

Wednesday, July 9, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 4

Le mercredi 9 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

# Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

# Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980

SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JULY 9, 1980

(7)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 4:06 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager and Mrs. L. Myers, Committee Research Officer.

*Witnesses: From National Research Council Canada:* Mr. R. M. Aldwinckle, Solar Energy Program Convenor; Mr. R. C. Biggs and Dr. J. H. Simpson.

Mr. Aldwinckle made an opening statement and, with the witnesses, answered questions.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the document prepared by Mr. Aldwinckle and entitled: "Solar Energy Program", be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence (*See Appendix "AEEA-5"*).

At 6:00 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 9 JUILLET 1980

(7)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 16 h 06, sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, chef et gestionnaire du projet du comité et M<sup>me</sup> L. Myers, chargé de recherches du Comité.

*Témoins: Du Conseil national de recherches du Canada:* M. R. M. Aldwinckle, responsable du Projet énergie solaire; MM. R. C. Biggs et J. H. Simpson.

M. Aldwinckle fait une déclaration d'ouverture et, avec l'aide des témoins, répond aux questions.

Sur motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que le mémoire préparé par M. Aldwinckle et intitulé: «Projet énergie solaire», soit imprimé en appendice au procès-verbal et témoignages d'aujourd'hui. (*Voir Appendice «AEEA-5»*).

A 18 heures, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*



## EVIDENCE

*(Recorded by Electronic Apparatus)*

Wednesday, July 9, 1980

• 1604

*[Text]*

**The Chairman:** Gentlemen, ladies, I see a quorum. I call this meeting to order.

Before proceeding with our witnesses today, I would like to call, once again, the attention of the members to the Solwest 80 Joint Solar Conference being held at the University of British Columbia, August 6-10. We had asked our project manager yesterday, I believe, to look into the conference and give us an idea what days and which subjects would be of most interest to members of this committee. So before we call a witness, I would like to take two or three minutes if Mr. Clay has any news to give us, so the members can think it over, on the weekend, probably. We will not meet until next Tuesday, I believe. I would like the members to think this over and let us know next Tuesday, those of you who would like to attend. Mr. Clay could also tell us if he himself can go, or which one of his staff of researchers will be accompanying the members of the committee.

Mr. Clay.

• 1605

**Mr. Dean N. Clay (Chief, Science and Technology Division, Library of Parliament):** As I mentioned yesterday afternoon, we would recommend that one scientist, Lynne Meyers, and one economist, Judy Beange, travel with the committee members to this conference. I will ask Lynne to make the recommendation on which parts of this meeting would be most suitable for committee members to attend.

**The Chairman:** Miss Myers.

**Mrs. Lynne Myers (Research Branch, Library of Parliament):** I looked over the entire conference timetable and there are papers scattered through it I think the members would be interested in. I tried to pick two days together which I think offer the most for members, and I think Friday and Saturday, August 8 and 9, are probably a good idea. At 8:30 in the morning of Friday there is a plenary session entitled "Politics and the Solar Transition", which I think is an obvious one.

**The Chairman:** We know half of that.

**Mrs. Myers:** Right.

There are going to be two gentlemen speaking about barriers and incentives for the solar transition; one from Canada, Mr. Peter Middleton, and one from the United States, Dennis Hayes. Mr. Hayes is the Director of the Solar Energy Research Institute in the United States. I think he is quite a good authority on it. Out of that should come a lot of interesting things on the barriers, as they say, to the solar transition in Canada, which the political realm might have some bearing on. So I think that is an important one.

The technical sessions that follow—there is quite a variety on Friday too, which is good. There are active solar systems and a review of photovoltaics which is another area, including the Canadian R & D program, which will be reviewed. In the

## TÉMOIGNAGES

*(Enregistrement électronique)*

Le mercredi 9 juillet 1980

*[Translation]*

**Le président:** Messieurs, mesdames, nous avons le quorum. La séance est ouverte.

Avant d'entendre les témoins qui comparaissent aujourd'hui, j'aimerais à nouveau attirer l'attention des membres sur la conférence mixte sur l'énergie solaire, Solwest 80, qui se tiendra à l'Université de la Colombie-Britannique du 6 au 10 août. Hier, nous avons demandé à notre responsable de déterminer quels seraient les jours et les sujets les plus intéressants pour les membres du Comité. Avant donc de donner la parole aux témoins, j'aimerais que M. Clay nous donne quelques renseignements sur lesquels les membres pourront réfléchir pendant la fin de semaine. Notre prochaine réunion est prévue pour mardi prochain. D'ici là, j'aimerais donc savoir quels seront les membres qui souhaiteront assister à la conférence. M. Clay pourrait également nous dire s'il s'y rendra lui-même, ou si certains de ses collaborateurs accompagneront les membres du Comité.

Monsieur Clay.

**M. Dean N. Clay (chef, Division de la science et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Comme je l'ai dit hier après-midi, nous proposons qu'une scientifique, Lynne Myers, et une économiste, Judy Beange, se rendent à la conférence avec les membres du Comité. Permettez-moi de demander à Lynne de vous préciser quelles sont les parties de la conférence qui pourront intéresser le plus les membres du Comité.

**Le président:** Madame Myers.

**Mme Lynne Myers (Direction de la recherche, Bibliothèque du Parlement):** J'ai étudié le programme de la conférence et j'ai constaté que plusieurs communications pourraient intéresser les membres du Comité. J'ai essayé de trouver deux jours consécutifs et je crois que le vendredi 8 et le samedi 9 août sont très intéressants. À 8 h 30 le vendredi matin il y a une séance plénière sur «La politique et le passage au solaire» qui, de toute évidence, vous intéresse.

**Le président:** Nous connaissons déjà la moitié du sujet.

**Mme Myers:** C'est exact.

Deux personnes parleront des obstacles et des incitations au passage au solaire: un Canadien, M. Peter Middleton, et un Américain, Dennis Hayes. M. Hayes est le directeur de l'Institut de recherche sur l'énergie solaire des États-Unis. Je pense qu'il fait autorité en la matière. Cette réunion devrait fournir des renseignements intéressants sur les «obstacles», au passage au solaire au Canada, et le rôle du politique en la matière paraît évident. J'estime donc cette séance importante.

Les séances techniques qui suivent, le vendredi, sont aussi fort intéressantes, et fort variées. Certaines portent sur les systèmes solaires actifs, sur les systèmes photovoltaïques, dans un autre domaine, ainsi que sur le programme canadien d

## [Texte]

afternoon there is even a bit on biomass energy, which of course is solar energy too. In the evening there is a session called "Regional Reports", in which there is going to be a brief report by people from five regions of Canada on the state of the art of renewables in those regions, which I think is a good one too to get a view of what is happening across the country.

Saturday I thought was interesting for the members because there are applications of solar energy to agriculture and a session on wind energy, which we have touched on before. On Saturday also is a solar home tour. I phoned them and they are not sure whether it is going to be an all-day tour or just an afternoon tour. It depends on how many people register, apparently. But it will include a workshop, in which they will outline the details of the places they are going to visit, and then there will be a bus tour. They will visit a solar greenhouse, a solar-heated condominium or townhouse complex, and a house that has domestic hot-water heating by solar. They are going to visit four or five different solar installations in the Greater Vancouver area. So it is my recommendation that the members would probably get the most out of those two days.

**The Chairman:** That is Friday and Saturday, Miss Meyers; August 8 and 9. You would recommend that as many members as possible attend those two days. There may be one or two members of the committee who would be free for the complete conference. This is why I wanted to bring it to your attention today. I hope you could give our clerk and Mr. Clay an idea on who will be going. We have to reserve rooms, et cetera.

Mr. Clay, are you recommending that the two scientists be there for the full conference so they will be able to give us a complete report on the whole conference?

**Mr. Clay:** Yes, there will be one scientist and one economist, from the research staff.

**The Chairman:** Okay.

Mr. Rose.

**Mr. Rose:** Why did you make a distinction between a scientist and an economist?

**The Chairman:** We have other subjects to discuss this afternoon.

**Mr. Rose:** I live in Vancouver and it is a simple matter for me to go there. I would like to go, but I mean if other people would like those spots, as far as the hotel rooms are concerned—I will probably go anyway, right? If not for the whole time, at least for part of the time. But I do not really need the hotel accommodation and I would not want my attendance to preclude some other person from that opportunity, if they wish. I am just telling you that, that I will not be offended if two others—or how many did you say—?

• 1610

**The Chairman:** The conference, Mr. Rose, is open to any member of the committee who wishes to go.

## [Traduction]

recherche et de développement. L'après-midi, on parlera notamment de l'énergie de la biomasse, qui est aussi bien sûr une forme d'énergie solaire. Le soir, est prévue une séance sur «Rapports des régions» au cours de laquelle les représentants de cinq régions du Canada feront chacun un rapport sur la situation des énergies renouvelables dans leurs régions respectives. Cette séance devrait permettre de se faire une bonne idée de ce qui se passe dans l'ensemble du pays.

J'ai pensé que le samedi serait également intéressant parce qu'on y parlera des applications de l'énergie solaire à l'agriculture, et d'énergie éolienne, ce dont nous avons déjà parlé précédemment. Le samedi sera également organisée la visite de maisons solaires. J'ai téléphoné aux responsables de la conférence et ils ne savent pas exactement si cela prendra toute la journée ou seulement l'après-midi. Tout dépendra du nombre de personnes désirant y participer. Quoi qu'il en soit, au cours d'une séance d'atelier préalable des indications sur les endroits visités seront données, puis suivra la visite par autocar. Seront visités: une serre solaire, un condominium chauffé au solaire et une maison dont l'eau est chauffée au solaire. Seront donc visités ainsi quatre ou cinq systèmes solaires différents dans l'agglomération de Vancouver. J'estime donc que les membres tireront le plus grand profit de ces deux journées.

**Le président:** Mademoiselle Myers, vous avez dit le vendredi 8 et le samedi 9 août. Vous recommandez que le plus grand nombre de membres possible suivent les activités de ces deux journées. Il est possible qu'un ou deux membres du Comité soient libres pour toute la durée de la conférence. C'est pour cela que je voulais vous en parler aujourd'hui. J'aimerais que le greffier et M. Clay aient dès aujourd'hui une idée du nombre de volontaires. Il nous faut réserver des chambres d'hôtel, etc.

Monsieur Clay, recommandez-vous que les deux scientifiques suivent toute la conférence pour nous faire un rapport complet?

**M. Clay:** Oui, notre personnel de recherche sera représenté par une scientifique et une économiste.

**Le président:** Très bien.

Monsieur Rose, vous avez la parole.

**M. Rose:** Pourquoi faire une distinction entre le scientifique et l'économique?

**Le président:** Nous avons d'autres sujets à traiter cet après-midi.

**M. Rose:** Comme j'habite à Vancouver, il m'est très facile de me rendre à cette conférence. J'aimerais pour le moins assister à une partie de cette conférence. Cependant, je n'ai pas vraiment besoin d'une chambre d'hôtel et je ne voudrais donc pas empêcher d'autres membres d'y assister, s'ils le souhaitent. C'est seulement une précision que je veux faire, je ne serai pas vexé si deux autres... Combien avez-vous dit...

**Le président:** Monsieur Rose, la conférence est ouverte à tous les membres du comité qui souhaitent y aller.



[Text]

**Mr. Rose:** Well, I will probably attend, but the thing is . . .

**The Chairman:** So whether you attend or not will not remove a place from any other member.

**Mr. Rose:** No, but I think we have talked about so many hotel reservations here.

**The Chairman:** Actually, the accommodation is at the university, il I am not mistaken.

**Mr. Rose:** No, both. You are in the Gage residences, and that is, I think, two or three towers, or you can stay in a hotel downtown.

**Mr. Clay:** On a tentative basis, the Clerk has reserved five rooms in a hotel until we get a clearer idea of how many people will be attending.

**The Chairman:** Ah, okay. We have five rooms reserved on a tentative basis.

**Mr. Rose:** I do not know if my vague answer has given you enough to go on or not. I will attend but I do not want to push somebody out of a hotel room, if that is not too graphic a description.

**The Chairman:** Okay.

Are there any further questions on this? Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** I will probably go. You will know next week—you want the answer next week.

**The Chairman:** Yes. You can give your name to the Clerk right away, if you wish, but I want the members to try and make up their minds by Tuesday so that we can arrange the flights and everything else.

Okay; thank you.

As you know, gentlemen, today we have Mr. R. M. Aldwinckle, program convenor for the solar energy project of the National Research Council. Mr. Aldwinckle, we are pleased that you could come and we are anxious to hear your presentation.

**Mr. R. M. Aldwinckle (Program Manager, Solar Energy, National Research Council):** Thank you, Mr. Chairman. If I might, I would like first to just run through a few colour slides which will sort of set the picture; then I would like to give my presentation. This will take about five minutes.

**The Chairman:** Fine.

**Mr. Aldwinckle:** This first slide shows the average radiation which falls in Canada and it is in watts per square meter of area, and what it shows is how the radiation, on the average, varies from the south of the country to the north of the country. Here in Ottawa, we have about 160 watts per square meter, and the point of that is that although the energy is very dispersed, there is really quite a lot of it.

**An hon. Member:** Is that a yearly average?

[Translation]

**M. Rose:** J'y assisterai probablement mais il se trouve que . . .

**Le président:** Que vous y assisterez ou non n'empêchera pas un autre membre d'y aller.

**M. Rose:** Non, mais vous dites que vous avez fait réserver un certain nombre de chambres d'hôtel.

**Le président:** En fait, nous logerons à l'université, si je ne me trompe.

**M. Rose:** Non, à l'université et dans des hôtels. Vous aurez le choix entre les deux ou trois tours de résidences Gage et les hôtels au centre-ville.

**M. Clay:** Le greffier a réservé à tout hasard cinq chambres dans un hôtel, en attendant que nous sachions exactement quel sera le nombre de ceux qui assisteront à la conférence.

**Le président:** Ah, très bien. Nous avons donc réservé cinq chambres.

**M. Rose:** Je ne sais pas si ma proposition a été bien comprise. J'assisterai à la conférence mais je ne veux prendre le lit de personne. J'espère que c'est suffisamment clair.

**Le président:** Très bien.

Y a-t-il d'autres questions à ce propos? Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** J'assisterai probablement à cette conférence. Je vous le dirai la semaine prochaine . . . vous voulez la réponse la semaine prochaine?

**Le président:** Oui. Si vous voulez vous pouvez donner votre nom tout de suite au greffier mais j'aimerais que les membres se décident d'ici mardi prochain de façon à ce que nous puissions faire toutes les réservations nécessaires: avions, hôtel, etc . . .

Très bien, merci.

Messieurs, comme vous le savez, nous avons le plaisir de recevoir aujourd'hui M. R. M. Aldwinckle, responsable du programme sur le projet d'énergie solaire du Conseil national de recherches. Monsieur Aldwinckle, nous sommes heureux de vous accueillir parmi nous et nous sommes impatients d'entendre votre exposé.

**M. R. M. Aldwinckle (directeur de programme, énergie solaire, Conseil national de recherches):** Merci, monsieur le président. Si vous me le permettez, je vous présenterai un petit diaporama qui vous donnera une vue d'ensemble de la situation et ensuite je ferai mon exposé. Cela prendra environ cinq minutes.

**Le président:** Très bien.

**M. Aldwinckle:** La première diapositive vous montre l'ensoleillement moyen au Canada, exprimé en Watts par mètre carré. Le rayonnement varie du sud au nord du pays. Ici, à Ottawa, il est d'environ 160 watts par mètre carré et, à ce propos, je dois dire que bien que l'énergie soit très diffuse, il y en a fait beaucoup.

**Une voix:** C'est une moyenne annuelle?



**[Texte]**

**Mr. Aldwinckle:** That is the yearly average and it is that much per hour, day and night, over the whole year—24 hours a day: a 24-hour average. During the summer time, it may go up to about 1,000 watts per square meter, and, of course, at night, it does not. That is a 24-hour average.

**Mr. Rose:** The highest is 160, right?

**Mr. Aldwinckle:** The highest in Canada is 160.

This is one of the first solar houses that were built in the NRC program at Mississauga. It is a fairly complicated house with a liquid heating system, and it has a heat pump; and another feature of this house is that there are two storage tanks in it.

## • 1615

This is a house in Fredericton, and the feature of this house is that the collectors are not mounted on the roof; they are quite separate from it. It is an air system.

This house is in Thunder Bay, Ontario. It is a liquid system, and there is plastic glazing over the collectors which is one of the reasons the snow is sticking to it.

This is the house in Winnipeg which is an air heating system.

Now we turn to multi-family houses, our second phase of the test. This is at Harlech, Lake Simcoe; this is a domestic hot water heating system and they are air collectors. There is no space heating.

This group of houses is in Laval, Quebec, just north of Montreal, and this is a very interesting group—there are six of them. Three are shown there, and they are different kinds. Three are liquid and three are air, and the liquid systems are different types. We have a great deal of instrumentation on those and are watching them very closely. We do not have results yet.

This is an apartment in downtown Montreal called the Vilnis project. It shows how you can fit systems to older buildings. This is used for domestic hot water heating.

The next house is the house in Wasaga Beach, Ontario. The system there is used for hot water and space heating—it is a liquid system.

These are houses built by McClintock-Hix in Ontario. It is an air system and they have a heat pump to increase the amount of heat that is provided.

The next slide shows a test ring out at the Research Council which is able to test various sorts of collectors, and those are two liquid collectors that are on test.

This next slide is a photovoltaic module. We will talk about this more, later, but that is just a photovoltaic module.

The next slide shows the Rideau Falls demonstration project which is just down on Sussex Drive. There are air collectors on the front, and right at the top of the air collectors, you can see a row of photovoltaic panels which is just like the panel behind there. There is a row like that on top of this one.

**[Traduction]**

**M. Aldwinckle:** Oui, c'est une moyenne pour l'ensemble de l'année, sur la base de 24 heures par jour. Bien sûr, pendant l'été, on peut atteindre 1,000 Watts par mètre carré et, la nuit, il n'y a rien. C'est une moyenne sur 24 heures par jour.

**M. Rose:** Le maximum est de 160 Watts par mètre carré?

**M. Aldwinckle:** Pour le Canada, oui.

Voici l'une des premières maisons solaires qui ait été construite dans le cadre du programme du CNR; elle se trouve à Mississauga. Elle est assez complexe. Elle est dotée d'un système de chauffage par fluide caloporteur, d'une pompe à chaleur et de deux ballons d'eau chaude.

Cette maison se trouve à Fredericton; les capteurs ne sont pas montés sur le toit; ils sont séparés de la maison. Ici, il s'agit d'un système à air.

Cette maison se trouve à Thunder Bay, en Ontario. Il s'agit d'un système à fluide et vous voyez que les capteurs sont recouverts d'une plaque de matière plastique, ce qui explique pourquoi la neige s'y accumule.

Cette maison se trouve à Winnipeg et il s'agit là d'un système de chauffage à air.

Nous arrivons maintenant aux maisons multi-familiales, la deuxième phase de l'expérience. Celle-ci se trouve à Harlech, Lake Simcoe. Il s'agit ici d'un système de chauffage de l'eau par capteurs d'air. Cela n'assure pas le chauffage des batisses.

Ce groupe de maisons se trouve à Laval, au Québec, juste au nord de Montréal. Il s'agit d'un groupe très intéressant, six maisons. Ici, nous en voyons trois, qui sont de types différents. Trois utilisent des systèmes à fluide et trois des systèmes à air et les systèmes à fluide sont tous différents. Nous avons mis en place là beaucoup de matériel et nous faisons une étude très approfondie. Nous n'en avons pas encore les résultats.

Voici un bloc d'appartenants qui se trouve dans le centre-ville de Montréal; il s'agit du projet Vilnis. Cette diapositive vous montre que l'on peut installer des systèmes solaires sur des bâtiments anciens. Ces systèmes sont utilisés pour chauffer l'eau.

Cette maison se trouve à Wasaga Beach, en Ontario. Ici, le système est utilisé pour chauffer l'eau et la batisse; il s'agit d'un système à fluide.

Ces maisons ont été construites par McClintock-Hix, en Ontario. Il s'agit d'un système à air et il y a une pompe à chaleur pour accroître la quantité de chaleur fournie.

Cette diapositive vous montre un système utilisé au Conseil de recherches pour expérimenter divers types de capteurs; il s'agit ici de capteurs à fluide.

Voici un module photovoltaïque. Nous en reparlerons tout à l'heure.

Voici le projet expérimental des chutes Rideau, sur la Promenade Sussex. Devant, il y a des capteurs à air et, au-dessus de ces capteurs, vous pouvez voir une rangée de panneaux photovoltaïques, comme celui qui se trouve derrière, là. Il y en a toute une rangée au-dessus.

[Text]

Now if I may, Mr. Chairman, I would like to proceed with my presentation. This was just to show you what some of the projects look like.

**The Chairman:** Fine.

**Mr. Aldwinckle:** Mr. Chairman, I am very pleased to have the opportunity to come and talk to you this afternoon. I am not going to talk directly about our research and development program which the Research Council does. Instead, I am going to give an overview of what solar energy is about, some of the uses it has which would be a basis for a discussion. So, this is rather a general thing; I am not going into the details of projects we have. We can talk about those later, and I have tabled with the clerk a written description of the program which is available to members of the committee.

**The Chairman:** The notes you will be using are contained in the booklet you tabled with us, is that it?

**Mr. Aldwinckle:** That is correct, one of the ones I tabled is it, yes.

**The Chairman:** The one entitled *Solar Energy Program*?

**Mr. Aldwinckle:** *Presentation to the Special Committee.*

**The Chairman:** Oh yes, thank you very much. Please continue.

**Mr. Aldwinckle:** I am talking only about solar energy and not about biomass or wind which, of course, are all caused by solar energy, as are certain other features. We are talking about solar energy.

• 1620

I would first like to talk about the resource. The features of it are that it is free, it is inexhaustible and it is nonpolluting. On the other hand, it is intermittent, it is intermittent both daily and seasonally. Day becomes night and you have no sun at night-time. We have much more sun in the summer than in the winter. Also, it is random, because of clouds. This of course gives a problem in the collection and use of solar energy. Also it is uncontrollable. This is an advantage in a way because it is also uninterruptible. In the long term it cannot be interrupted by any other country or any other thing like that, it is interrupted only by natural means.

It is geographically dispersed. This is an advantage, of course, because you do not have to transport energy from one place to another, you can generate it where you need it. It is, however, rather dilute, but as I showed you on the first slide of the coloured slides, it is sufficiently dense for exploitation and, as that slide showed, here in Ottawa we have about 160 watts per square metre for every hour of the day of the year, on the average. Of course, we cannot gather that 160 watts because of the inefficiencies of the system, but it is there as a measure of the potential that is available.

To talk about the uses, it may be used for heating, for swimming pools, domestic hot water, industry, agriculture, space inside buildings. It may be used for generating electricity.

[Translation]

Monsieur le président, si vous me le permettez, j'aimerais maintenant passer à mon exposé. Par ces quelques diapositives, je voulais seulement vous montrer de quoi ces expériences ont l'air.

**Le président:** Très bien.

**M. Aldwinckle:** Monsieur le président, je suis ravi d'avoir l'occasion de comparaître devant vous cet après-midi. Nous ne parlerons pas directement du programme de recherche et de développement du Conseil de recherches. Plutôt, je vous donnerai une idée générale de ce qu'est l'énergie solaire et je vous parlerai de certaines de ses utilisations, ce qui constituera une base de discussions. Par conséquent, je vous parlerai de généralités, je n'entrerais pas dans les détails de nos expériences. Nous pourrions en parler plus tard et j'ai d'ailleurs déposé auprès du greffier une description écrite de notre programme. Les documents où figurent cette description sont à la disposition des membres du Comité.

**Le président:** Les notes que vous allez utiliser figurent dans la brochure que vous avez déposée, n'est-ce pas?

**M. Aldwinckle:** C'est exact, elles figurent dans l'une de ces brochures.

**Le président:** Celle qui s'intitule *Programme sur l'énergie solaire*?

**M. Aldwinckle:** *Communication faite au Comité spécial.*

**Le président:** Très bien, je vous remercie beaucoup. Je vous en prie.

**M. Aldwinckle:** Je ne parlerai donc que de l'énergie solaire, je ne parlerai pas de la biomasse ou de l'énergie éolienne, lesquelles sont bien sûr le produit de l'énergie solaire, ainsi d'ailleurs que certains autres facteurs. Nous parlerons donc de l'énergie solaire.

J'aimerais tout d'abord vous parler de cette source d'énergie. Ses caractéristiques positives: gratuite, inépuisable et non polluante. Malheureusement elle est intermittente du fait de la succession des jours et des nuits et des différentes saisons. Naturellement, il y a plus de soleil en été qu'en hiver et les nuages influent aussi sur la situation. Par conséquent, nous rencontrons des difficultés au niveau de la captation et de l'utilisation de l'énergie solaire qui, de plus, n'est pas contrôlable. Son avantage par contre, c'est d'être une source qu'on ne peut interrompre, personne ni aucun pays ne pourra l'interrompre, sauf phénomène naturel.

Elle se trouve partout, et c'est, bien sûr, un avantage car vous n'avez pas besoin de la transporter d'un endroit à l'autre, vous pouvez la capter partout où vous en avez besoin. Par contre, elle est relativement diluée, mais, comme je vous l'ai montré dans notre première diapositive, elle est suffisamment dense pour être exploitée et ici à Ottawa la moyenne horaire par jour calculée sur toute l'année est de 160 watts par mètre carré. Naturellement, nous ne pouvons déjà capter ces 160 watts à cause des déficiences de notre système mais ils sont là.

Pour ce qui est des domaines d'utilisation il y a le chauffage central, les piscines, l'eau chaude, l'industrie, l'agriculture, les bureaux. On peut la transformer en électricité soit par procédé



## [Texte]

ty, either by photovoltaic means, from the slides such as I showed, or by heat engine, and heat engine would be very much like on ordinary steam generation engine where you use the solar energy to generate steam and use the steam to generate the electricity. It can also be used for fuel by using electricity to generate hydrogen, and it can also be used as an industrial use for petroleum recovery.

I would like to talk a little but more about the pros and cons. I have mentioned before that it is nonpolluting, available near the point of use, that most installations are small and individual. This, of course, prevents interruption. When we have a whole power grid like the electric grid, you will remember when New York State was all blacked out. With small individual things, it is more immune to that kind of thing, so it does afford a degree of energy independence. It also has a side benefit, local job creation, because it is fairly labour intensive in building the systems and in installing them and in maintaining them. The industry has export potential, considerable export potential. In fact, there is a certain amount being exported from Canada right now. Because it generates energy, it can displace offshore oil or displace oil whether it is offshore or any other sort of oil. And of course, because it displaces oil and because of export, there are balance of payment advantages.

On the other hand, the bad points or the poor points about it; Solar systems have relatively high initial cost and they are relatively material intensive. It takes energy to build the material, so they are fairly material intensive and there is a fairly high initial cost. The collectors may require dedicated land. Because solar energy is rather dilute, 160 watts per square metre on the average, you may need a fairly large area to generate a large amount of power or heat or electricity, whatever you want, so they may require dedicated land. But if you think about it and think about the area of an ordinary roof, you realize that there is a very large amount of radiation falling on each house, so if all the roofs were covered you would not really have to dedicate very much land. It would depend how it develops, but it may require dedicated land.

Another disadvantage: Reflection from the collectors may be a potential hazard, or they even may be a social inconvenience, a social nuisance, even if they are not a hazard.

These problems of the resource—the fact that they are dilute causes, as I said earlier, large collection areas,—cause large front-end costs, and by front-end costs I mean initial costs.

• 1625

Therefore, the R&D thrust has to be towards cost reduction and towards improvement of performance of the systems. This is really the aim of the program: the technology is understood and demonstrated and the aim really is to reduce the costs and to increase the performance. The fact that solar energy is intermittent means that it should be used for particular applications, noncritical applications, where intermittency does not matter or alternatively the heat requirements match the energy available, or where storage is part of the system, as it is in the swimming pool, or where a back-up system with conven-

## [Traduction]

photovoltaïque, comme dans les diapositives que je vous ai projetées, soit par générateur calorifique. Ce dernier ressemblerait fort à un simple générateur de vapeur mais c'est l'énergie solaire qui produirait la vapeur elle-même transformée en électricité. On peut aussi l'utiliser comme combustible en se servant de l'électricité pour produire de l'hydrogène, ainsi qu'à des fins industrielles pour remplacer le pétrole.

J'aimerais maintenant vous parler un instant du pour et du contre. Je vous ai déjà dit que cette source n'est pas polluante, disponible là où on veut l'utiliser, et que la plupart des installations sont petites et individuelles. Ces caractéristiques préviennent donc l'interruption. Nous avons pu voir ce qui pouvait arriver à tout un réseau électrique quand tout l'état de New York a été plongé dans le noir. Ces petites installations individuelles interdisent ce genre d'incident en offrant un certain degré d'autonomie énergétique. De plus elle favorise la création d'emplois locaux car la construction, l'installation et l'entretien nécessitent beaucoup de main d'œuvre. Les possibilités pour l'industrie dans le domaine de l'exportation sont importantes, et, d'ailleurs, nous exportons déjà pas mal de matériel. Étant donné que cette source produit de l'énergie, elle peut remplacer le pétrole nous venant d'outre-mer ou d'ailleurs, nous permettant ainsi d'améliorer notre balance des paiements.

Maintenant, les caractéristiques négatives: les systèmes solaires coûtent relativement cher à l'installation et sont gros mangeurs de matériaux. Il faut de l'énergie pour fabriquer ces équipements et cela coûte cher. Il faudra des terrains pour installer les capteurs et comme l'énergie solaire est assez diluée, 160 watts par mètre carré en moyenne, il faudra pouvoir disposer de terrains assez importants pour produire de la chaleur ou de l'électricité en grande qualité, terrains qui devront être réquisitionnés. Cependant, les toits des maisons pouvant être utilisés comme capteurs, il n'y aura peut-être pas autant besoin de terrains. De toute façon, tout dépendra de l'évolution.

Autre inconvénient: les reflets des capteurs peuvent être dangereux ou être la source de conflits sociaux même s'ils ne le sont pas.

Voilà donc les inconvénients associés aux caractéristiques de cette source d'énergie: grandes surfaces de captation et investissements de base importants.

Par conséquent nos efforts dans le domaine de la recherche et du développement doivent porter sur la réduction des frais et l'amélioration du rendement des systèmes. Voilà en fait l'objectif du programme. La technologie était comprise, notre objectif est la réduction des frais et l'amélioration du rendement. Le fait que l'énergie solaire soit une source intermittente la destine à des usages particuliers, à des usages où l'intermittence n'est pas dangereuse, ou à des usages où les besoins en chaleur concordent à l'énergie disponible, où le stockage est inhérent au système, comme pour les piscines, où un système



[Text]

tional fuel is available. So, for these reasons the research and development concentrates on systems.

Those are the problems with the resource. The problems as a result of the hardware are that the first generation which is what we have now is relatively simple. I say we have first generation now. Solar energy has been used for centuries and, in fact, at the turn of the century almost 20 per cent of the houses in Pasadena used solar energy. But, with the cheap gas and cheap electricity that became available, it was more convenient and perhaps even cheaper to use it than solar energy. So, really there was an earlier technology but when I say first generation technology I am talking about the last five or six years.

Because the resources dilute, the systems are very sensitive to design and in the case of your furnace at home, there is sufficient heat there that even if the furnace is not functioning very well, you still have got plenty of heat and it is not a problem. But solar energy is so dilute that if the system is not working correctly, it may not perform adequately. So, it is very sensitive to design.

On the first generation systems, the components need standardizing. We have to remember how long it takes to get standards out. It is a very long process, when you think of automobiles, refrigerators and things like that, how long it took to get standards out. They are always in process of evolution. But, this is a new technology and one of the important things that we need to do is to get the components standardized. Also, we do not want to standardize too soon because this may stifle innovation so, there is a happy medium to be reached here.

Also installation techniques need improving and that is partly because the systems are all different. If you see different collector manufacturers they vary in size and shape and in installation techniques, and installation needs to be improved because installation is probably more expensive than the system. We recently had quotes on domestic hot water systems down in one of the provinces and the average quote was about \$1,800 for the hardware and about \$2,300 for the installation. This was from three different manufacturers and that was the average.

**The Chairman:** This is to provide hot water for . . .

**Mr. Aldwinckle:** Domestic hot water . . .

**The Chairman:** . . . an average sized home.

**Mr. Aldwinckle:** . . . in an average sized home, yes.

**The Chairman:** \$4,100.

**Mr. Aldwinckle:** \$3,800. The component durability and reliability is rather unproven, so this is another area where research and development is aimed at improving the durability and reliability or, in fact, even testing the durability and reliability because it takes time to find out how durable a collector is. And, of course, what you are aiming for is something like the life of a roof. You should be able to put collectors up there and have them last 20 years, and they should perform efficiently for 20 years.

[Translation]

d'appoint à combustible conventionnel existe. C'est pour ces raisons que la recherche est concentrée sur les systèmes.

Voilà les problèmes que pose cette source d'énergie. Les problèmes qui résultent du matériel utilisé, résultent du fait que la première génération, celle d'aujourd'hui, est relativement simple. Je parle de première génération mais en fait on utilise l'énergie solaire depuis des siècles. Au début du siècle, près de 20 p. 100 des maisons de Pasadena utilisaient l'énergie solaire. Mais avec l'arrivée du gaz et de l'électricité à bon marché, on a trouvé plus facile et peut-être meilleur marché de les substituer à l'énergie solaire. Par conséquent, il existe une technologie ancienne mais lorsque je parle de première génération en fait je parle des systèmes construits ces cinq ou six dernières années.

Vu que cette source d'énergie est diluée, ces systèmes dépendent beaucoup de la façon dont ils sont conçus. Votre chaudière produit déjà suffisamment de chaleur pour vous alimenter même en cas de mauvais fonctionnement. L'énergie solaire, elle, est tellement diluée que si votre système ne fonctionne pas convenablement, il peut ne pas vous suffire. Tout dépend donc de la conception.

Dans le cas de cette première génération, un besoin de standardisation des éléments est nécessaire. Cela prend beaucoup de temps. Pensez au temps qu'il a fallu pour les automobiles, les réfrigérateurs, etc. Et l'évolution continue. Dans notre cas, il s'agit d'une technologie nouvelle et c'est à nous de standardiser les éléments. En outre, nous ne devons procéder trop rapidement car nous risquons de bloquer les innovations. Il nous faut donc trouver un juste milieu.

Il faut également améliorer les techniques d'installation, en partie, à cause des différences d'un système à l'autre. Les fabricants produisent des capteurs de tailles et de formes différentes dont les techniques d'installation sont différentes. Il faudra faire des progrès dans le domaine de l'installation, car elle coûte plus cher que le système. Nous avons reçu récemment des listes de prix de systèmes pour eau chaude d'une des provinces et le chiffre moyen était d'environ \$1,800 pour le matériel et d'environ \$2,300 pour l'installation. Ces chiffres ont été fournis par trois fabricants différents et c'est la moyenne que je vous donne.

**Le président:** Pour chauffer l'eau . . .

**M. Aldwinckle:** Pour chauffer l'eau d'une maison . . .

**Le président:** . . . d'une maison de taille moyenne.

**M. Aldwinckle:** Oui.

**Le président:** \$4,100.

**M. Aldwinckle:** \$3,800. Nous n'avons pas non plus de données concernant la durée ou la fiabilité des systèmes et par conséquent il faudra que nos recherches portent sur leur amélioration. Il faudra mesurer la fiabilité, la longévité et la résistance des systèmes. Il faut du temps pour mesurer la durée de vie d'un capteur. Nous voudrions aussi savoir quelle est la durée de vie d'un toit. Il faudrait pouvoir installer des capteurs d'énergie sur des toits qui puissent durer 20 ans et fonctionner efficacement pendant ces 20 ans.

[Traduction]

Un autre problème qui se pose avec le matériel c'est qu'il faut le tester pendant plusieurs saisons pour obtenir les données nécessaires. Il faut donc du temps pour concevoir un système, pour le construire, pour l'installer et il faut encore faire des vérifications pour s'assurer que tout fonctionne parfaitement. Il faut donc du temps pour réunir tous ces renseignements et nous n'avons pas suffisamment de renseignements dans ce domaine. Je sais que mes amis et collègues du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources sont conscients de ces difficultés, puisqu'il leur faut ces données pour établir leurs politiques.

Par conséquent, compte tenu de ces problèmes, le service de recherches s'attache à examiner les détails des systèmes, à tester les systèmes, à établir des normes et à améliorer le contrôle afin d'obtenir des données, du *feedback* et à analyser ces données. Les systèmes de la deuxième génération sont à l'étude et les travaux progressent bien. Il est assez difficile de déterminer où se termine une génération et où commence une autre. C'était la même chose pour les ordinateurs, je pense.

Now I would like to turn to the nontechnical problems.

J'aimerais maintenant passer aux problèmes non techniques.

**M. Rose:** Puis-je vous interrompre pour vous demander de donner des précisions sur ce que vous voulez dire par «systèmes de la deuxième génération» par opposition aux «systèmes de la première génération»? Mais le président ne voudra peut-être pas qu'on pose des questions tout de suite.

**Le président:** J'en ai posé une moi-même au sujet d'un chiffre qui ne paraissait pas très clair, mais je n'avais pas l'intention de faire commencer les questions maintenant, monsieur Rose. Vous êtes le premier sur la liste, si vous voulez bien attendre.

**M. Rose:** Je ne poserai pas ma question, mais j'espère qu'il y répondra quand même.

**Le président:** Je pense qu'il a bien entendu la question que vous avez décidé de ne pas poser.

**M. Rose:** D'accord. Je refuse de poser cette question.

**M. Aldwinckle:** J'aimerais parler un petit peu des problèmes non techniques. Une entrave à l'acceptation des systèmes solaires au Canada est le coût relativement bas des combustibles courants. C'est bien sûr pour cette raison que les systèmes solaires lancés en Californie ont été délaissés au début du siècle; c'est encore une fois à cause du coût très bas des combustibles traditionnels. Dans le *Globe and Mail* d'hier j'ai lu un article qui expliquait que l'énergie solaire fait une nette percée au Japon à cause des prix très élevés des combustibles. Le bas prix des combustibles vendus ici est donc l'un des problèmes non techniques auxquels nous sommes confrontés dans le domaine de l'énergie solaire.

Un autre problème non technique est le financement assez coûteux du capital de base. Cela est dû en partie aux taux d'intérêt élevés. Un autre facteur est la façon dont les entreprises industrielles traitent le capital. Une structure fiscale défavorable constitue peut-être un autre problème d'ordre non technique.

Le manque de participation des sociétés de services publiques est un autre problème qui rejoint peut-être cette question



## [Text]

involved, as some utilities are in the New England states, where they will install and rent a solar system to a client, the same way as they will rent an electric hot water system or install and rent a furnace to a client, there would be more penetration because it would avoid the high initial front-end cost. The utility would install it and maintain it, and the client would simply rent it. That is what I mean by lack of utility involvement.

Also, there is a lack of consumer protection. By that, I mean we do not yet have standards to the extent that we have on most systems, like a furnace, for example, like refrigerators, like cars. So there is a lack of consumer protection. This is under development and it is being worked on adequately but it does take time to get those standards there. So one of the reasons that customers are perhaps reluctant to go ahead with a system is because they are not sure what protection they have as consumers.

I think there is a lack of public awareness. There is a terrific amount of public interest, a tremendous amount of public interest, but I think there is a lack of public awareness. This is one of the problems, and I feel we have to provide the information to the public to give them the sort of awareness and consciousness of energy that is necessary to understand and use solar energy.

Another nontechnical problem is the lack of right-to-light legislation. This means that if you put up a solar system and your neighbour's tree grows up in front of it and shades your collectors, there is nothing you can do about it; or he may put an extension on his house and shade you and there is nothing you can do about that. There is a lack of municipal bylaws and this has to do with the use of land in laying out subdivisions in the first place. If bylaws required them to be laid out in such a way that you could optimize the use of solar energy, it would help. Bylaws could specify the way that houses are to be oriented or buildings are to be oriented so that they face the south as much as possible. Also, building codes could specify that most of the windows are to be on the south side, and things like that. So there are a number of bylaws that could be improved.

Another nontechnical problem is what I call the plurality of responsibility. By plurality of responsibility, I mean there is no clear mandate. The provinces have practically as much mandate, in fact, in some cases more mandate, than the federal government. The municipalities also have a lot of responsibility. This plurality of responsibility is one of the things that makes the job of running an R&D program one of great co-ordination, because there is no absolutely clear mandate; there is this plurality of responsibility.

## [Translation]

du capital de base. S'il y avait participation de la part de sociétés de services publiques, comme cela se fait en Nouvelle-Angleterre où des sociétés installent et louent des systèmes solaires à des clients, comme ils loueraient des systèmes de chauffage électrique de l'eau ou des chaudières, les systèmes solaires se répandraient plus rapidement parce qu'on éviterait ainsi d'avoir à payer les coûts de base initiaux qui sont à l'heure actuelle très élevés. L'entreprise installerait et entretiendrait le système et le client n'aurait qu'à payer les frais de location. C'est ça ce que je veux dire par manque de participation des sociétés de services publiques.

Il y a également un manque de protection des consommateurs; je veux dire par là que nous n'avons pas encore fixé de normes, comme c'est le cas pour la plupart des produits, comme pas exemple les chaudières, les réfrigérateurs, les voitures, etc. Les consommateurs ne sont donc pas suffisamment protégés. On se penche sur le problème et des efforts ont été faits, mais ça demandera du temps avant que les normes soient en place. L'une des raisons donc pour lesquelles les consommateurs hésitent peut-être à adopter ces systèmes c'est qu'ils ne sont pas sûrs de la protection dont ils bénéficieraient en cas de difficulté.

Je pense également qu'il y a un manque de prise de conscience au niveau du grand public. Il y a énormément d'intérêt public, mais je pense qu'il n'y a pas suffisamment de prise de conscience. Voilà donc l'un des problèmes qui me préoccupent, et je pense que nous devrions renseigner davantage le public afin de lui faire prendre conscience du problème de l'énergie pour qu'il soit mieux en mesure de comprendre l'énergie solaire et de l'utiliser.

Un autre problème non technique est celui de l'insuffisance de lois régissant le droit à la lumière. Cela veut dire que si vous faites installer un système solaire et que votre voisin plante un arbre devant vos écrans capteurs, vous n'y pouvez rien. Votre voisin peut aussi bien envisager d'agrandir sa maison et de vous mettre dans l'ombre, et dans ce cas également vous n'y pourriez absolument rien. Il n'y a pas suffisamment de lois municipales, et ce problème est relié à l'utilisation des sols dans la planification des lotissements. Si les lois étaient rédigées de telle façon à exiger que les municipalités soient planifiées de façon à ce qu'on puisse faire une utilisation maximale de l'énergie solaire, ça aiderait énormément. Les règlements et les lois pourraient préciser l'orientation que devraient avoir les maisons et les immeubles pour profiter au maximum d'une exposition méridionale. Les codes de construction pourraient également exiger que la plupart des fenêtres soient installées sur le côté Sud, et des choses du genre. Il y aurait donc lieu d'améliorer un certain nombre de règlements et de lois.

Un autre problème non technique est celui de ce que j'appelle la pluralité de la responsabilité. Je veux dire par là qu'il n'y a pas de définition claire et nette en ce qui concerne les mandats. Dans bien des cas, le mandat des provinces est aussi large que celui du gouvernement fédéral. Les municipalités elles aussi ont une large part de responsabilité. Cette pluralité de la responsabilité est l'une des choses qui transforme la tâche de la gestion d'un programme de R & D en un exercice de





## [Text]

There are other developments such as heat retaining materials which would act as heat storage.

Now, the potential impact that could come from passive: If 50 per cent of the new residential construction—and these are the potentials of what may happen because right now it is only a fraction of one per cent is built in passive—were built with passive features between now and the year 2000 we would save 1 per cent of the national energy used in the year 2000. That is really a tremendous amount of energy even though it is only one per cent. We can talk about the basis for that later but I would like to press on. Similarly, if 20 per cent of the houses that exist now were retrofitted with solar then that also would save one per cent of the heating bill of the energy consumption in the year 2000.

Active systems are those that I was showing you in the colour slides at the beginning of the presentation. All active systems regardless of what they are used for have a collection array as shown at the top. Of course the sun would be shining down on it. There is a means of transferring the heat, shown by the black arrow down there, and a means of transferring the fluid up to the collector and back down to the storage tank. There has to be a distribution system, which distributes the heat whether it is to the hot water tank or to the swimming pool or what ever, and then there are controls and the controls look after the pumps and all this sort of thing. The system may be an air system, in which case the storage will probably be water or liquid. It may be a glucol system so it does not freeze—because water will freeze, of course, on the roof—and if it is a water system, you have to drain the collector every night. Or it may be an air system, in which case the storage will be rocks.

• 1640

So bear in mind these are the components of all the systems we are going to be talking about from here on.

The first thing we talk about is swimming pool heating. This is a natural application, because of course the way swimming pools are heated is conventionally by the sun. The storage is part of the system. The swimming pool acts as a storage tank. The pumps which circulate and filter the water are part of the system. As I said earlier, it is solar naturally. Interruptions are tolerable when clouds go across and at night. It is a non-critical application. It has a wide acceptable operating range and a low-grade heat requirement—less than 30 degrees.

Swimming pools have very unsophisticated technology. It may be as simple as throwing a black plastic tube on your roof and circulating the water through it. That is the simplest, perhaps. It goes on up from that but it is essentially an unsophisticated technology. The products and the support industry are available: the swimming pool industry. It fits in

## [Translation]

fermeture des volets soit automatique. Les volets sont donc un exemple d'éléments qui seraient nécessaires pour que le système fonctionne bien. Il faudrait également mettre au point des matières capables d'emmagasiner la chaleur.

Je vais maintenant vous donner quelques chiffres qui vous expliqueront ce que l'on peut attendre de l'utilisation de méthodes passives. Si 50 p. 100 des maisons et des immeubles construits entre 1980 et l'an 2000 correspondaient au modèle passif... et je ne parle que des résultats éventuels auxquels on pourrait s'attendre, parce que maintenant ces constructions ne correspondent qu'à une fraction de 1 p. 100... nous économiserions 1 p. 100 de l'énergie nationale qui serait utilisée en l'an 2000. Même si ce n'est que 1 p. 100, cela correspond à une consommation énorme d'énergie. Nous pourrions revenir là-dessus tout à l'heure, mais j'aimerais poursuivre mes explications. De même, si on réaménageait 20 p. 100 des maisons existantes, on économiserait 1 p. 100 du coût de la consommation énergétique de l'an 2000.

Les systèmes actifs sont ceux que l'on vous a montrés dans le diaporama que l'on a fait au début de la présentation. Tous les systèmes actifs, quelle que soit l'utilisation qui en est faite, ont une capacité de collection qui correspond à celle indiquée en haut. Bien sûr, le soleil arriverait par en haut. Il serait possible de transférer la chaleur, indiquée par la flèche noire, et de transférer le liquide jusqu'au collecteur pour le ramener au réservoir. Il y aurait un système de distribution qui amènerait la chaleur au réservoir d'eau chaude, à la piscine ou à autre chose. Il y a également les dispositifs de contrôle, qui sont reliés aux pompes, etc. Le système peut être un système à air, auquel cas la chaleur sera entreposée dans de l'eau ou dans un autre liquide. On pourra utiliser un système au glycol pour éviter que ça gèle, parce que de l'eau, gardée sur le toit d'une maison, gèlerait. Et, dans le cas d'un système à eau, il faut drainer le collecteur tous les soirs. On pourrait également avoir un système à air, où l'entreposage se ferait dans des pierres.

Les éléments dont je viens de vous parler sont les composants de tous les systèmes dont nous allons parler.

La première chose dont il faudrait parler, c'est le chauffage de la piscine. Ce serait là une application tout à fait naturelle parce que les piscines sont en général chauffées par le soleil. L'entreposage fait partie du système. La piscine joue le rôle de réservoir. Les pompes qui filtrent et qui font circuler l'eau font partie du système. Comme je l'ai dit plus tôt, il s'agit d'un système solaire naturel. Et on peut tolérer des interruptions lorsqu'il y a des nuages ou le soir. Il s'agit d'une application non critique qui a une gamme de fonctionnement assez large et des besoins en chaleur assez bas, puisqu'il n'exige en général qu'une température inférieure à 30 degrés.

La technique des piscines n'est pas très sophistiquée. Cela peut être aussi simple qu'un tube en plastique noir que vous accrochez sur votre toit et par lequel vous faites circuler l'eau. Cela c'est la méthode la plus simple peut-être. Cela peut évidemment être plus compliqué, mais en général la technique n'est pas très complexe. Les produits et l'industrie de fabrica-



## [Texte]

with an established specialty industry, which is the swimming pool industry, and it is cost effective now.

The potential for penetration of solar-heated swimming pools is very high. But again, consumer protection needs development so people will understand what they are buying and will get appropriate warranties.

A prohibition of fossil fuel use for swimming pool heating should be considered. In many states in the United States, for example, nobody can install a swimming pool and install a gas or oil or electric heater. It is prohibited. That would cause a great penetration of solar-heated swimming pools. You put in an electric heater or a gas heater simply because it is easier to install. But a solar system for pool heating is cost effective now. The export potential is high, and a number of swimming pool heating systems are exported from Canada at this time.

The next application I would like to talk about is domestic hot water. It is a year-round application.

You need hot water in the summer-time as well as in the winter-time. the storage is already part of the system. All houses have hot water, so there is wide applicability. There is a low-grade heat requirement. It is not high-temperature heat, so it is very suitable. Precise control is not required. The first-generation technology is ready now, and I will talk about that during the question period—first and second generation. It is cost effective in limited applications now. What I mean by limited applications is in those parts of Canada where the cost of energy is very high, certain parts of the Maritimes for example, it is cost effective now. In other parts of Canada, it is not yet cost effective.

Consumer protection is not yet developed.

The potential impact is about 1½ per cent of Canada's energy use, assuming 100 per cent penetration and assuming each system gives 50 per cent of the heating required in the house—and that is about what you get, about 50 per cent solar fraction. But the penetration of 100 per cent is going to be very, very hard to get.

The next system we will talk about is industrial process heat. There is a broad range of opportunities here. All sorts of industries require heat. Most of them work in the daytime, when the sun is shining, and that is an advantage. A lot of them have peak work load in the summer: things like breweries with washing bottles, photo establishments processing films, and things like that. A lot of these things have enough storage that they can accept the interruptability of the sunshine.

## [Traduction]

tion et d'installation des piscines existent déjà. Ce système serait donc relié à une industrie spécialisée, l'industrie de construction des piscines, qui existe déjà et qui est déjà rentable.

Les possibilités de faire accepter le principe des piscines à chauffage solaire sont très élevées. Mais, ici encore, il faut mettre au point des mesures qui protègent les consommateurs pour que les gens sachent ce qu'ils achètent et pour qu'ils puissent obtenir des garanties appropriées.

Il faudrait peut-être envisager l'interdiction de l'utilisation de combustibles fossiles pour le chauffage des piscines. Dans plusieurs États américains, il est interdit par exemple d'installer une piscine et un dispositif de chauffage électrique ou à gaz ou au pétrole. Cela est tout simplement interdit. Une telle mesure permettrait une plus grande pénétration des piscines à chauffage solaire sur le marché canadien. Les gens optent pour un système de chauffage électrique ou à gaz tout simplement parce que c'est plus facile à installer. Mais l'utilisation d'un système solaire pour le chauffage de piscines est maintenant rentable. Les possibilités d'exploitation sont très importantes et le Canada exporte déjà un certain nombre de systèmes de chauffage de piscines.

Une autre application dont j'aimerais parler est celle du chauffage de l'eau pour les maisons, où l'utilisation de l'eau se fait toute l'année.

Il faut de l'eau chaude autant l'été que l'hiver. L'entreposage fait déjà partie du système. Toutes les maisons sont équipées pour l'eau chaude, donc les possibilités d'application du système solaire sont très vastes. Aussi, les besoins en chaleur sont assez bas. La chaleur requise n'est pas élevée de sorte que le système est très pratique et n'exige pas de contrôles rigoureux. La technologie de la première génération est déjà prête, et nous parlerons des systèmes de première et de deuxième génération pendant la période des questions. Le système est donc rentable dans les applications limitées qui en sont déjà faites. Ce que je veux dire par application limitée, c'est que dans certaines régions du Canada, où le coût de l'énergie est très élevée, par exemple dans des provinces maritimes, le système est déjà rentable. Ailleurs au Canada, le rapport coût-efficacité ne penche pas encore tout à fait en faveur de l'énergie solaire.

De plus, la protection des consommateurs n'a pas encore été mise au point.

S'il y a une pénétration à 100 p. 100 et si chaque système répond à 50 p. 100 des besoins en chauffage de la maison où il est installé, ça donne à peu près 1½ p. 100 d'utilisation d'énergie au Canada... et c'est à peu près ce que vous obtenez, c'est-à-dire environ 50 p. 100 d'énergie solaire. Mais il sera extrêmement difficile d'obtenir 100 p. 100 du marché.

Le prochain système dont nous allons discuter est celui du chauffage industriel. Les possibilités qu'offre ce système sont immenses. Toutes sortes d'industries ont besoin de chaleur. La plupart d'entre elles travaillent le jour, pendant qu'il fait clair, et c'est un avantage. Bon nombre d'entre elles ont leur période de pointe pendant l'été: je parle par exemple de brasseries qui lavent des bouteilles, d'établissements photographiques qui font développer des films, etc. Beaucoup de ces activités suppo-



## [Text]

Storage or back-up heat is available in most cases because the factory already has it. There are various applications with low temperature, medium temperature, and high temperature.

These things give economies of scale. The low-temperature technology is ready now. The high temperature and medium temperature are under development. And this, again, is coming almost to the first and second generation. The first generation is low temperature. Limited cost effectiveness now, depending upon the application. The energy cost tax write-off is an impediment and I will explain that later if it is not clear. The potential impact is up to 10 per cent of the national energy budget. It is really very, very large. This is the potential impact. But there is a very large potential possible here.

• 1645

Turning to agricultural applications; of course, the whole of agriculture is based on solar energy. If it were not for the solar energy, there would not be any agricultural industry. Applications where solar is particularly used is in greenhouses. If we could reduce the amount of imported vegetables by the use of solar energy, it would be of a great application. Agriculture Canada feels that there is a tremendous potential here. Solar energy is used for crop drying, for barn heating, for processed water. The technical feasibility of all these applications has been established and they are relatively simple. The penetration potential is significant. Many home-built systems are cost effective and the application information is required. In other words, there are a lot of farmers who could apply it and perhaps do not know or do not realize that it is there. And so this again is an information problem to ensure penetration.

Space heating. As we all know, the space heating requirement is out of phase with the solar source. In other words, we need the heat in the winter time; the sun shines least in the winter time and the days are shortest and the nights are longest. So, because of that, we require either annual storage or else we require a very large collector area and this leads to high-cost systems. Hence, the systems are technically feasible, there is no problem about that, but they are not cost effective for today for ordinary space heating. The potential impact is very high and, of course, one of the things which will make them cost effective is a reduction in cost of the system, an increase in performance of the system and, of course, the increase in the cost of conventional energy will tend to make the space heating systems cost effective. The potential is to reduce Canada's domestic energy use by 2 per cent over-all.

## [Translation]

sent déjà des capacités d'entreposage; l'interruption ne leur poserait donc aucun problème. Dans la plupart des cas il y a des possibilités d'emmagasiner ou de sources de chaleur auxiliaires. Il y a diverses applications possibles avec les températures basses, moyennes et élevées.

L'utilisation d'un tel système donne lieu à des économies d'échelle. La technique appliquée aux basses températures est déjà prête. Les techniques applicables aux températures moyennes et élevées sont encore à l'étude. Encore une fois, on en revient aux systèmes de la première et de la deuxième génération. Les systèmes de la première génération correspondent aux basses températures, ceux de la deuxième génération s'adaptant aux températures moyennes et élevées. Le rapport coût-efficacité est, pour l'heure, limité, mais cela dépendra de l'application qui sera faite des systèmes. L'amortissement de la taxe sur les coûts énergétiques est un obstacle, et je vais expliquer cela plus tard si besoin est. En tout cas, on espère que ça comptera pour environ 10 p. 100 du budget énergétique national, ce qui est énorme. Voilà donc l'incidence escomptée. Mais le potentiel est gigantesque.

Passons maintenant aux applications agricoles. Bien sûr, l'agriculture dans son ensemble dépend de l'énergie solaire. S'il n'y avait pas d'énergie solaire, il n'y aurait pas du tout d'activité agricole. Les serres, surtout, utilisent énormément d'énergie solaire. Une bonne application serait l'utilisation de l'énergie solaire en vue de réduire les importations de légumes que nous devons faire à l'heure actuelle. D'ailleurs, Agriculture Canada est d'avis que le potentiel sur ce plan est énorme. L'énergie solaire est utilisée pour le séchage des récoltes, pour le chauffage des granges et pour le traitement de l'eau. La faisabilité technique de toutes ces applications a déjà été étudiée, et les techniques sont relativement simples, le potentiel est donc considérable. Beaucoup de systèmes à construire soi-même sont rentables, mais il faudrait fournir des renseignements sur les applications possible. En d'autres termes, beaucoup de fermiers pourraient utiliser des systèmes solaires, mais ils ne savent pas nécessairement comment le faire et même parfois ils ne savent même pas que cela existe. Encore une fois donc, il s'agit de résoudre le problème du manque d'information pour assurer un taux d'acceptation suffisant.

Passons maintenant au chauffage des locaux. Comme nous le savons tous, le besoin de chauffage des locaux ne coïncide pas avec le cycle solaire. Autrement dit, nous avons besoin de chaleur pendant l'hiver. Mais le soleil brille moins pendant l'hiver où les jours sont plus courts et les nuits plus longues. À cause de cela, nous devons soit assurer un emmagasinage annuel de chaleur soit prévoir un espace collecteur assez vaste, ce qui signifie, dans les deux cas, des systèmes très coûteux. Nous pouvons donc dire que les systèmes sont techniquement réalisables. Sur ce plan, il n'y a aucun problème, mais ils ne sont pas suffisamment rentables aujourd'hui pour le chauffage de locaux ordinaires. Le potentiel existe néanmoins et plusieurs facteurs pourront amener une amélioration de la rentabilité de ce système de chauffage, notamment une réduction du coût du système, une augmentation du rendement de système et, bien sûr, l'augmentation des prix des sources énergétiques couran-

## [Texte]

Another application for space heating is in the central solar and district heating. Now, this is a central solar utility plant where the heat is gathered in a central location. The storage is a large central storage tank and it is piped out on a district heating system. This is under study, on an international basis, under the aegis of the International Energy Agency.

Turning to the direct generation of electricity, photovoltaics, there are terrestrial uses and space uses. On the terrestrial uses, the PV panels—and we saw a couple of them in the slides at the beginning—the technology is established. The costs per peak watt are high, but they are dropping rapidly. New techniques—and this, again, is getting on to second generation—these are thin films, are required for a breakthrough in costs. The systems are viable in special cases, and what I am thinking of there are special cases such as the coast guard where they have a lot of buoys that are moored, require lights and require signalling devices. A solar system there may well be much cheaper than having to go out and service the buoy very frequently. So, there are special cases where our present systems are viable.

The systems control and storage need development. There are large potential markets and large potential exports, particularly to developing countries. The next generation, thin films, needs research and they are being researched now. The potential energy displacement is relatively negligible in the next 10 years, but the business opportunities are significant. And I think that this is one area where the opportunities are way out of line, much greater than the reduction in energy. In other words, the business opportunities are much greater than the reduction in energy. The reduction in energy will not be great at least for the next 10 years.

Turning to space, which is down at the bottom, the United States is studying the solar powered satellite and the Department of Communications and ourselves are monitoring that particular project. This is a satellite which would sit out in space with a large array of photovoltaic devices. It would generate electricity out there where the sunlight is uninhibited by atmosphere and there are no shadows and this kind of thing. It would then change the electricity into microwave energy and beam it to earth where it would be received and transmitted through regular electricity networks. This is a long-term proposition. The United States is scheduled to make a decision on it at the end of this year. It is certainly a potential.

## [Traduction]

tes. Mais on estime qu'il serait possible de réduire de 2 p. 100 la consommation énergétique globale des familles canadiennes.

Une autre application possible pour le chauffage des locaux est le chauffage solaire central et de district, ce qui signifie qu'il y a une société centrale d'utilité solaire qui emmagasine la chaleur dans un entrepôt ou un réservoir central et qui le fait ensuite passer dans un système de chauffage de district. On a déjà entrepris une étude sur un tel système, à l'échelle internationale, sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie.

Si on regarde la génération directe de l'électricité, et les cellules photovoltaïques, on s'aperçoit qu'il y a des applications possible sur terre et dans l'espace. Pour ce qui est des utilisations sur terre, la technologie des panneaux PV, dont vous avez pu voir quelques exemples lors de la projection de diapositives, est bien établie. Les coûts par watts de pointe sont très élevés, mais ils sont à la baisse. Il nous faut mettre au point de nouvelles techniques, comme par exemple des pellicules plus minces, pour pouvoir réduire davantage les coûts, mais là encore on en arrive au système de la deuxième génération. Ces systèmes sont viables dans certains cas bien particuliers, et je pense notamment à la garde côtière qui est responsable de toute une série de balises et qui a besoin de lumière et de dispositifs de signalisation. Dans ce cas, un système solaire serait peut-être moins coûteux et éviterait aux gardes d'avoir à aller souvent réparer les balises. Il y a donc, comme vous pouvez le constater, des cas spéciaux où les systèmes actuels seraient viables.

Mais il nous faut encore mettre au point les systèmes de contrôle et d'emmagasinage. Des marchés potentiels existent, notamment des marchés d'exportation dans des pays en voie de développement. Les systèmes de deuxième génération, c'est-à-dire les pellicules minces, devront faire l'objet de plus de recherches, recherches qui ont d'ailleurs déjà été entreprises. Les possibilités de déplacement des sources énergétiques restent négligeables, je pense, pour les dix prochaines années, mais les possibilités sont très importantes. Je pense d'ailleurs que, dans ce domaine, les possibilités commerciales dépassent de loin les possibilités de réduction de la consommation de l'énergie. Autrement dit, les possibilités commerciales sont de beaucoup supérieures à ce que sera la réduction sur le plan de l'énergie. La réduction de l'énergie ne sera pas importante, du moins pendant les dix prochaines années.

Pour en revenir à ce qui se passe pour les applications spatiales, qui sont au bas de la page, les États-Unis étudient un satellite à alimentation solaire et le ministère des Communications et nous-mêmes suivons de près ce projet. Il s'agit d'un satellite comportant toute une gamme de dispositifs photovoltaïques, qui resteraient plantés quelque part dans l'espace. Ils généreraient de l'électricité là où le soleil ne subit aucune influence néfaste de l'atmosphère, là où il n'y a pas d'ombre ou d'autres problèmes de ce genre. Le satellite serait capable de transformer l'électricité en micro-ondes qu'elle enverrait à une station terrestre qui les recevrait et les transmettrait par l'intermédiaire de réseaux électriques normaux. Il s'agit bien sûr d'un travail de longue haleine. Les États-Unis ont prévu



[Text]

In summary, the resource is inexhaustible and it is nonpolluting, and it is distributed geographically so that you do not have to transport it. But it is dilute and it is intermittent because of clouds and because of night and day, and it is uncontrollable, but, also, as I said before, uninterruptable. It is cost effective for swimming pools, for passive applications and for domestic hot water in certain areas.

The potential for displacement of oil is immense. This is on the long term, of course, and I am talking about potential. I am not talking about what will happen, because that will depend on a lot of things, such as legislation, price of oil and this sort of thing. Also, solar energy provides an insurance for future energy self-sufficiency. As I say, it is uninterruptable, you cannot interrupt it. A side benefit is it is effective for job creation. And it has a positive balance of payments impact from exports and also from the reduction of oil imports and, of course, it is environmentally benign.

First of all, improvement to first generation systems and development of second generation systems, we need to develop the consumer protection. What I mean by that is standards; standards, warranties. This is really an industry responsibility, but industry needs guidance in the development of standards and this, of course, is done through the Canadian Standards Association under the aegis of the Standards Council of Canada. Legislative actions may be taken or may not be taken, but certainly I have indicated some that could be taken which would lead to an increase in the penetration of solar systems.

Utility involvement would help. I mentioned earlier that utilities, if they would install systems and rent them, would take the load off the consumer of the front-end cost.

And, finally, policy direction is something which will evolve as we go along. Policy, like other things, is not static. It will change as we go along and in order to get the maximum penetration, policy direction will need to evolve as we go along.

That, Mr. Chairman, finishes what I would like to say in my remarks. I and my group would be pleased to answer questions.

[Translation]

• 1650

prendre une décision à ce sujet à la fin de cette année. Le potentiel est là en tout cas.

En résumé, la ressource dont nous parlons, c'est-à-dire le soleil, est inépuisable et ne pollue pas; aussi est-elle déjà distribuée partout sur le globe alors il n'y a pas de problème de transport. Cette ressource est cependant diluée et intermittente à cause des nuages et à cause de l'alternance de la nuit et du jour; aussi, est-elle incontrôlable. Mais son grand avantage, comme je l'ai déjà signalé, est qu'elle est inépuisable. Elle est rentable pour les piscines, pour des applications passives et pour le chauffage de l'eau des maisons, du moins dans certaines régions.

Le potentiel de remplacement de la consommation de pétrole par la consommation d'énergie solaire est immense. Cela est pour le long terme, bien sûr, mais je ne parle que des possibilités. Je ne parle pas de ce qui va se passer, car cela dépendra de tout un tas de facteurs, notamment les lois, le prix de vente du pétrole et des choses du genre. Aussi, l'énergie solaire est une garantie d'autonomie énergétique dans l'avenir. Comme je l'ai dit, cette sorte d'énergie est inépuisable, on ne peut pas l'interrompre ou l'arrêter. Un autre avantage est qu'elle crée des emplois. Encore un autre aspect positif, c'est son incidence sur la balance des paiements du pays au niveau des exportations et aussi à cause de la réduction des importations de pétrole qu'elle provoquerait. En dernier lieu, on peut affirmer qu'elle ne nuit pas du tout à l'environnement, bien au contraire.

Tout d'abord, en même temps que nous nous efforçons d'améliorer les systèmes de la première génération et de concevoir des systèmes de la deuxième génération, nous devons établir des moyens de protection du consommateur. Je veux dire par là qu'il nous faudra établir des normes et des garanties. Cette responsabilité revient en vérité à l'industrie, mais l'industrie a besoin de conseils pour la mise au point de normes et ce travail est bien sûr fait par l'intermédiaire de l'Association canadienne des normes, sous l'égide du Standard Council of Canada. On peut ou non adopter des lois qui viendraient régir certains aspects de l'énergie solaire, et j'ai indiqué certaines modifications qui feraient mieux accepter l'utilisation des systèmes solaires.

La participation des sociétés d'utilité publique serait d'une aide considérable également. J'ai dit tout à l'heure que si ces sociétés acceptaient d'installer et de louer des systèmes, les consommateurs échapperaient au moins à une certaine partie des coûts de base.

Enfin, l'orientation des politiques se dégagera au fur et à mesure que progresseront nos travaux. La politique, comme tout le reste, n'est pas statique. Elle changera progressivement et d'ailleurs il le faudra, si nous voulons obtenir un minimum d'acceptation.

Monsieur le président, je pense avoir terminé avec les remarques que je voulais faire. Les membres du groupe qui m'accompagnent et moi-même, nous nous ferons un plaisir de répondre à toutes les questions que les députés voudront nous poser.



[Texte]

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Aldwinckle. Perhaps you would introduce the other officials you have with you so they can be identified to the members of the committee.

**Mr. Aldwinckle:** Yes. Mr. Chairman, thank you. I would like first to introduce Dr. Biggs who is the Senior Technical Advisor in the Solar Energy Project, and Dr. John Simpson who is the Head of the Advance Scientific Project Section and is a specialist in photovoltaics. So, questions with respect to photovoltaics and things like the solar powered satellite are things that Dr. Simpson is a specialist in. Dr. Biggs is the Senior Technical Advisor. I will return to my seat, perhaps then I can face the music.

**The Chairman:** Yes. Thank you very much.

**Mr. Gurbin:** I move that the brief be appended to the Minutes of Proceedings and Evidence of today.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Mr. Rose.

**Mr. Rose:** Thank you, Mr. Chairman. I will try to be brief like I usually am because I do have another meeting. I found it very interesting and very comprehensive, and congratulate the group that presented it. It answers most of the questions. We could, of course, talk about a lot of things. It seems to me, though, that what you have said to me—the inhibitors and encouragers toward social use of widespread solar energy—are really matters of political or economic concerns rather than the technical at the moment.

• 1655

For instance, you said if transportation costs were too high for California tomatoes, that was going to encourage the use of greenhouses. Similarly, tariffs of, say, offshore fruit and vegetables might encourage agriculture. Tax structure incentives we use for everything from trying to get Canadian film-making off the ground to encouraging people to drill for oil. Would you say those are the major inhibitors right now and/or encouragers? If we could make the political decisions to proceed, the technical ones, so far as the first generation, as I understand it, would fall into some sort of order for us.

**Mr. Aldwinckle:** Mr. Rose, that is essentially correct. However, there is an advantage in having lower oil prices at the moment because it does give us a little bit of time to do some of the technical things we would like to do, such as developing standards and improving the performance of the first-generation systems. I am concerned about consumer protection. I think to install too many systems too quickly without being properly tested might cause the owners a certain amount of disappointment, but essentially I would agree with you it is a matter of time. It is strictly a matter of time.

[Traduction]

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Aldwinckle. Vous pourriez peut-être nous présenter les autres responsables qui vous accompagnent.

**M. Aldwinckle:** D'accord. Monsieur le président, je vous remercie. J'aimerais tout d'abord vous présenter M. Biggs, qui est le conseiller technique supérieur pour le projet sur l'énergie solaire, et M. John Simpson, qui est le chef de la Section des projets scientifiques avancés et qui est également un spécialiste dans le domaine des cellules photovoltaïques. Si par conséquent vous avez des questions à poser au sujet de cellules photovoltaïques ou du satellite à alimentation solaire, M. Simpson pourrait certainement y répondre. M. Biggs est le conseiller technique supérieur. Je vais peut-être reprendre ma place, pour attendre le bombardement des questions.

**Le président:** Oui. Merci beaucoup.

**M. Gurbin:** Je propose que la déclaration soit annexée au procès-verbal et aux témoignages d'aujourd'hui.

La motion est adoptée.

**Le président:** Monsieur Rose.

**M. Rose:** Merci, monsieur le président. Je vais, comme toujours, essayer d'être aussi bref que possible, car je dois assister à une autre réunion. J'ai trouvé l'exposé très intéressant et très complet et j'en félicite le groupe responsable. Il a d'ailleurs fourni des réponses à la plupart des questions que je me posais. Nous pourrions, bien sûr, parler de tout un tas de choses. D'après ce que vous avez dit, il me semble cependant que les gens qui incitent et qui découragent le grand public à faire des utilisations sociales de l'énergie solaire s'attachent à des questions politiques ou économiques plutôt que techniques, du moins pour l'heure.

Par exemple, vous avez dit que si les frais de transport des tomates de Californie étaient trop élevés, cela allait avoir pour effet d'encourager les gens à utiliser des serres. De même, les frais de transport des fruits et légumes importés pourrait donner un petit coup de pouce à l'agriculture. Par ailleurs, on utilise des mesures fiscales pour aussi bien lancer l'industrie cinématographique canadienne qu'encourager les gens à faire de la prospection pétrolière. Pensez-vous qu'il s'agit là des principaux facteurs de stimulation ou de découragement? Si nous prenons les décisions politiques nécessaires pour permettre aux travaux de continuer, les aspects techniques, pour ce qui est des systèmes de la première génération, si j'ai bien compris, s'enchaîneraient de toute façon.

**M. Aldwinckle:** Monsieur Rose, vous avez raison. Néanmoins, le fait que les prix du pétrole soient bas à l'heure actuelle nous donne un certain avantage. En effet, ça nous donne le temps de nous occuper de certaines réalisations techniques, comme par exemple la mise au point de normes et l'amélioration du rendement des systèmes de la première génération. Une question qui me préoccupe également est celle de la protection des consommateurs. Je pense que l'installation trop rapide de nombreux systèmes qui n'aurait pas fait l'objet d'essais suffisants, pourraient décevoir leur propriétaire, mais je suis d'accord avec vous pour dire que c'est une question de temps. C'est uniquement une question de temps.

[Text]

**Mr. Rose:** Would you also agree with me, sir, that standards as articulated by the CSA have often held back innovation, and that communities and municipalities have been reluctant to take new advances in technology because they were held back by an industry-dominated CSA?

**Mr. Aldwinckle:** I think I said during my presentation this was one of the problems where we did not want to go too quickly with standards because it does stifle innovation . . .

**Mr. Rose:** There is an alternative to CSA standards. That is the only one you mention; we have the government standards set up as well.

**Mr. Aldwinckle:** Oh, there is the CGSB, the Canadian Government Specifications Board, the Underwriters' Laboratories of Canada and, of course, the BNQ.

**Mr. Rose:** Yes, one of the things that disturbed me a little bit was the centralized use of solar, and then distributed not only in terms of advancing the front-end costs to the individual, and rented by the utility companies. My interest in solar is to get out of the clutches of B.C. Hydro, not in further, and I hope the individual units will be the things your R and D will be pushing, so we are not dependent upon some central agency. One of the advantages of solar and one of the reasons it is a disadvantage to the utility companies so far, is nobody has been able to figure out how to sell the sun. Is that true?

**Mr. Aldwinckle:** I think that is essentially true. When I mentioned the role of the utilities, this was really as an alternative to front-end financing. There are various things; for instance, in the State of California there is something like 55 per cent tax write-off for people who install a solar system. That is not the utility; this is an advantage to the individual.

**Mr. Rose:** But we do not have a similar arrangement in our tax . . .

**Mr. Aldwinckle:** No, we do not, but this would be an alternative to the . . .

**Mr. Rose:** Would this be something our committee should consider perhaps in our recommendations?

**Mr. Aldwinckle:** Certainly. I would hope you would have a briefing perhaps on how solar is handled in the United States. It is really quite interesting.

**Mr. Rose:** I am sorry, but that is something our economists might look into and they probably noted it.

I wonder if I could ask you if you felt at the moment, again as far as social inhibitors, that people are reluctant to go into solar homes with their trombe walls and all this sort of massive

[Translation]

**M. Rose:** Seriez-vous également d'accord avec moi pour dire que les normes établies par l'ACN ont très souvent été un obstacle à l'innovation et que les collectivités locales ont hésité à faire des pas en avant sur le plan de la technologie parce qu'elles se sentaient limitées par les décisions prises par l'ACN, organisme dominé surtout par l'industrie.

**M. Aldwinckle:** Je pense avoir dit dans mon exposé que c'était là un des problèmes que nous voulions éviter. Nous ne voulons pas aller trop vite en matière de normes parce que cela aurait en effet pour résultat de bloquer en quelque sorte l'innovation . . .

**M. Rose:** Il y a une solution de rechange pour les normes de l'ACN. Vous n'avez fait état que de cet organisme, mais le gouvernement établit des normes également.

**M. Aldwinckle:** Ah oui, il y a l'ONGC, l'organisme des normes du gouvernement du Canada et le *Underwriters' Laboratories of Canada* et bien sûr le BNQ.

**M. Rose:** Oui, l'une des choses qui m'a un petit peu gêné, c'était cette question d'utilisation centralisée de l'énergie solaire qu'on ne distribuerait qu'en fonction d'un système qui permettrait aux personnes de louer des installations auprès des sociétés d'utilité publique. Je m'intéresse à l'énergie solaire parce que je veux me débarrasser de B.C. Hydro, et non la pousser à être sur mon dos encore plus, et j'ose espérer que vos travaux de recherche et de développement mettront l'accent sur la mise au point d'unités indépendantes pour que nous ne soyons pas obligés de nous en remettre encore une fois à un organisme central. L'un des avantages de l'énergie solaire, mais c'est un inconvénient pour les sociétés d'utilité publique, c'est que l'on n'a pas encore réussi à trouver un moyen pour vendre le soleil, n'est-ce pas?

**M. Aldwinckle:** Je pense que ce que vous dites est essentiellement vrai. Lorsque j'ai parlé du rôle que devraient jouer les sociétés d'utilité publique, ce que je voulais, c'était un moyen d'alléger la mise de fonds initiale des intéressés. On pourrait envisager plusieurs choses; par exemple, en Californie, on a voté des déductions fiscales de 55 p. 100 pour les gens qui feraient installer des systèmes solaires. Dans ce cas ce n'est pas la société d'utilité publique qui bénéficie de la situation, c'est la personne qui fait installer un système chez-elle.

**M. Rose:** Mais notre régime fiscal ne prévoit pas de conditions semblables . . .

**M. Aldwinckle:** Non, pas encore, mais ce serait une solution au . . .

**M. Rose:** Le comité pourrait peut-être étudier cette question?

**M. Aldwinckle:** Bien sûr. Ce serait d'ailleurs souhaitable qu'on vous présente un rapport sur la façon dont l'énergie solaire est gérée aux États-Unis. C'est vraiment très intéressant.

**M. Rose:** Je regrette, mais c'est quelque chose que nos économistes devront étudier et ils en ont probablement pris note.

J'aimerais savoir ce que vous pensez de l'aspect social de la question. Je m'explique: pensez-vous que des personnes hésitent à acheter des maisons solaires, avec des murs Trombe et



## [Texte]

structure because of the problems they might face in resale value. New and innovative homes are frequently more expensive and, second, harder to sell if you need to sell.

**Mr. Aldwinckle:** Yes, I think that is true.

It is a matter of opinion, of course, but I think it is true. I think there is a certain amount of difference in life style. My own personal preference is that passive homes are just terrific to live in. They are open, they are airy and this sort of thing. I do not mind the temperature changes you get, but, of course, I am a bit of an enthusiast. However, certainly it is true. I have had people say to me they do not want to because they are concerned about resale and this sort of thing, but I think it is like a lot of other things; public attitudes will change. They change rather slowly; we might be able to encourage them to change more quickly.

• 1700

**Mr. Rose:** How do you look through that trombe wall to the south?

**Mr. Aldwinckle:** Well, of course, you do not; but there are alternatives to the trombe wall. You will have noticed that in my presentation, I did not show a trombe wall . . .

**Mr. Rose:** No, you did not even mention it.

**Mr. Aldwinckle:** . . . I think I showed the sun space and indirect gain.

**Mr. Rose:** Could you tell me, in a passive solar system, and with the percentage of extra costs in construction, architectural, in a passive, how many years you feel it will take to catch up to it at conventional prices of energy?

**Mr. Aldwinckle:** That is a very difficult thing to say but there is a company in Saskatoon which is building passive houses now and selling them at \$38.00 a square foot, which is comparable to the going market. Now he happens to be an enthusiast and is obviously accepting less profit than his cohorts; but he is doing that right now.

**Mr. Rose:** I wonder if I could ask you one other question? Oh, I have got two other questions.

You talked about the high initial cost. You talked about the great area needed to place collectors. Is there any way to do a telescope in reverse—in other words, to concentrate the sun's energy the way a telescope concentrates light—to increase that heat?

**Mr. Aldwinckle:** Yes, of course there is. This is what the heliostats do, but you still have to have that area somewhere—it has to be somewhere. It does not have to be on the roof—it may be somewhere else.

I mentioned that we were looking at the central solar heating plant with seasonal storage. One of the means of collecting it is through heliostats which would be arranged somewhere and then you beam the energy to a central receiver, which is quite small, and you get very high temperatures there.

## [Traduction]

les structures massives qui sont nécessaires, à cause des problèmes qu'ils pourraient avoir pour revendre leur maison? La plupart du temps, les maisons nouvellement construites et différentes coûtent plus cher et elles sont en général plus difficile à vendre.

**M. Aldwinckle:** Oui, c'est vrai.

C'est subjectif, bien sûr, mais je pense que vous avez raison. Je pense que des maisons solaires supposeraient un style de vie un peu différent. Mon avis personnel c'est qu'il est absolument fantastique de vivre dans des maisons passives. Elles sont ouvertes, spacieuses et en général fort agréables et les variations de température ne me dérangent pas, mais il faut dire que je suis très enthousiasme sur la question. Cependant, vous avez raison. Des gens m'ont déjà dit qu'ils ne s'y intéressaient pas parce que le problème de la revente les préoccupe beaucoup, mais je pense que la décision des gens dépendra beaucoup d'autres facteurs et que l'attitude du public changera. Elle change relativement lentement et nous pourrions aider les gens évoluer plus vite.

**M. Rose:** Comment regarde-t-on par le mur Trombe exposé au sud?

**M. Aldwinckle:** Évidemment, ce n'est pas possible, mais on peut construire d'autres types de murs. Vous avez remarqué que je n'en ai pas indiqué dans ma présentation . . .

**M. Rose:** Non, vous ne l'avez même pas mentionné.

**M. Aldwinckle:** . . . parce que j'ai représenté la superficie exposée au soleil et les gains indirects.

**M. Rose:** Étant donné les coûts supplémentaires de construction et de conception d'un système solaire passif, combien d'années faudra-t-il, selon vous, pour récupérer ces coûts, étant donné les prix de l'énergie conventionnelle?

**M. Aldwinckle:** C'est très difficile à évaluer. Je puis vous dire qu'il existe actuellement à Saskatoon une entreprise qui construit des maisons à système d'énergie passive et les vend à \$38 le pied carré, ce qui est comparable aux autres types de maisons. Évidemment, le propriétaire de l'entreprise est très enthousiaste et accepte donc des profits inférieurs que les autres. Il n'en est pas moins capable de construire des maisons maintenant.

**M. Rose:** Je voudrais maintenant vous poser une ou deux autres questions.

Vous avez parlé du coût initial élevé ainsi que de la grande superficie nécessaire pour l'installation des collecteurs. Ne serait-il cependant pas possible de construire une sorte de télescope à l'envers, c'est-à-dire un système qui permettrait de concentrer l'énergie solaire pour augmenter la chaleur?

**M. Aldwinckle:** Évidemment, ce serait possible. C'est précisément ce que font les heliostats mais le besoin de superficie reste quand même le même. Il n'est pas nécessaire d'installer les collecteurs sur le toit mais il faut les mettre quelque part.

J'ai indiqué que nous examinions le système central de chauffage solaire avec entreposage saisonnier de l'énergie. L'une des solutions est d'utiliser des heliostats qui permettraient de renvoyer l'énergie vers un récepteur central, lequel serait tout petit, pouvant produire des températures très éle-



*[Text]*

In fact, that is how electricity is generated down in the United States. At Barstow, they have a large electrical generating system there. So you can do it that way. But essentially, you have got to attract so many square metres of radiation: you cannot avoid that; but you can do it by concentrating it from the mirrors.

Also, I did not mention concentrating collectors. Concentrating collectors are really second generation collectors and they are quite often built with a parabola which concentrates the sun at the bottom, and you have your heat exchanger at the bottom. These are second generation: they have a much higher temperature. These would be used for industrial process heat and situations like that.

**Mr. Biggs:** Mr. Rose, may I just add to that answer. I think you are perceiving a problem which is a problem in some cases and a nonproblem in others.

The 160 watts a square metre gives us a perfectly adequate amount of solar insulation for heating homes, heating domestic hot water and things like that. When you get into multi-rise residential units, that is when you may start to get pinched by the lack of enough roof area to put collectors on, or where you get into industrial process heat areas where you are trying to put five or ten times the amount of heat that you can get out of roof area into a small industrial process. So it is a different order of problem. But for the low-rise residential, it tends to be a nonproblem.

**Mr. Rose:** We could minimize that problem by different kinds of building codes, as applies to high-rises.

**Mr. Biggs:** Of course. Then there are options to that. You can put the collectors on the side of the building; you can, if the zoning regulations are right and there is not high-rise upon high-rise, for then you do not get into the right-to-light problem. So that, yes, there are ways around the problem, some of which are technical and some which are clearly not technical.

**Mr. Rose:** A final question. You have got something like—according to NRC; or is it EMR? Yes, Energy Mines and Resources—you have got something like \$10 million to spend this year on solar search. Would you find it easy to place more than that? You know, compared to things like—and I know the committee is sick of this—but nukes for \$105 million, you are not getting much money.

**Mr. Aldwinckle:** To be quite frank with you, last year we did not spend all the money that we had.

**Mr. Rose:** Shame on you.

**Mr. Aldwinckle:** Part of our problem, I think, is this. In my group, I have 13 people; and we have something like 170 contracts out. It is all done on contract work—we are not in-house researchers ourselves—and it is a problem to manage that number of contracts efficiently and effectively. I certainly

*[Translation]*

vées. De fait, c'est comme cela que l'électricité est produite aux États-Unis. A Barstow, il y a une grande centrale électrique de cette nature. Il n'en reste pas moins qu'il faut prévoir une superficie importante pour capter les radiations, bien que l'on puisse essayer de concentrer cette dernière à partir des miroirs.

Je constate que je n'ai pas parlé des collecteurs de concentration. Il s'agit là de la deuxième génération de collecteurs, qui sont généralement de type parabolique, afin de concentrer les rayons du soleil au bas, là où il y a un échangeur de chaleur. Ces collecteurs produisent des températures beaucoup plus élevées et on pourrait les utiliser dans les entreprises et là où les besoins sont bien supérieurs.

**M. Biggs:** Puis-je ajouter quelque chose, monsieur Rose? Je crois que vous interprétez comme problème quelque chose qui n'en est pas nécessairement un. Tout dépend des cas.

Le critère de 160 watts par mètre carré nous donne une quantité tout à fait adéquate d'isolation solaire pour chauffer les maisons, l'eau, etc. C'est lorsqu'on arrive aux unités résidentielles à appartements multiples que l'on peut faire face à un toit de superficie insuffisante pour l'installation des collecteurs. La même chose peut se produire pour les processus industriels, lorsqu'on doit obtenir cinq ou dix fois plus de chaleur que ne pourrait en produire un toit. Il s'agit donc là d'un problème tout à fait différent. En ce qui concerne les maisons individuelles, il n'y a généralement pas de difficulté.

**M. Rose:** Nous pourrions minimiser le problème en ayant recours à différentes sortes de codes de construction, comme cela peut se faire pour les immeubles collectifs.

**M. Biggs:** Bien sûr. On peut également installer les collecteurs sur le côté de ces immeubles. Cela peut se faire si les règlements de zonage le permettent et s'il n'y a pas trop d'immeubles l'un à côté de l'autre, car on tomberait alors dans un problème d'accès insuffisant au soleil. Vous avez cependant raison de dire qu'on ne peut résoudre le problème, avec des solutions techniques ou non.

**M. Rose:** Une dernière question. Nous avons des organismes tels que le Centre national des recherches ou le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, qui vont consacrer environ 10 millions de dollars cette année à la recherche sur l'énergie solaire. Serait-il possible d'y consacrer plus d'argent? Si je compare la situation aux crédits consacrés à l'énergie nucléaire, et je sais que les membres du comité en ont assez d'entendre parler de cela, mais il faut bien se rendre compte que cette énergie va recevoir 105 millions de dollars, par rapport à vos crédits très minimes.

**M. Aldwinckle:** Pour être tout à fait franc avec vous, je dois reconnaître que, l'an dernier, nous n'avons pas utilisé tous nos budgets.

**M. Rose:** Vous devriez en avoir honte.

**M. Aldwinckle:** Le problème vient en partie du fait que j'ai 13 employés et que nous avons environ 170 contrats à l'extérieur. En effet, toutes les recherches se font sous contrat. Nous ne sommes pas, nous-mêmes, des chercheurs. Notre responsabilité est donc de gérer ces contrats de manière efficace. Je

[Texte]

could spend more but whether we do it effectively or not I am not sure. Would you like to see how it breaks down?

• 1705

**Mr. Rose:** We were given the LEBDA program and the PASEM and the PUSH. Is that part of your R&D as well?

**Mr. Aldwinckle:** No, that is not.

**Mr. Rose:** What are they?

**Mr. Aldwinckle:** They are . . .

**Mr. Rose:** Development projects.

**Mr. Aldwinckle:** No, these are projects that are run by the Department of Public Works and they are quite separate. I could talk about them if you wish, but I am talking about an R&D program which is here.

**The Chairman:** Pardon me, is this slide included in the table?

**Mr. Aldwinckle:** No, it is not.

**The Chairman:** Could copies of it be provided to the committee?

**Mr. Aldwinckle:** Yes, they could.

**The Chairman:** Thank you.

**Mr. Aldwinckle:** That is how the \$9 million is broken down. There is so much for special studies. These are special studies on all sorts of things. This is one of Dr. Biggs' areas. Resource assessment has to do with the study of the atmosphere, the radiation and the nature of the radiation, and things like that.

The advanced scientific projects are Dr. Simpson's, the photovoltaics. The industrial technology and product development has to do with the test methods, the standards, the development of the components that go into the system. The systems trials are the things that I showed in the earlier slides, the houses, the buildings, the systems that are being installed. This year we are doing industrial process heat. We have gone through three stages. The first was the single-family dwellings, and I think it was an easy way to start because it is not the most cost-effective way of going.

The next set of trials had to do with the multi-family dwellings and I showed you some of them. They are much more cost effective than single family dwellings. And the third group is the industrial process heat figure, which is at \$1.1 million there.

Agricultural applications are spent by Agriculture Canada and they include such things as crop drying and greenhouses, and I think there is enormous potential there.

The analytic tools and designs, again, are part of the special studies that Dr. Biggs looks after. On monitoring, and there is a large amount of money here because with our small group we have to go to contract to get the instrumentation installed and the data collected and analysed at the various projects.

For the test methods and standards, there is a large amount of money here. The whole testing process breaks down into

[Traduction]

pourrais certainement dépenser plus d'argent, mais je ne suis pas sûr que ce serait plus efficace. Voudriez-vous voir la répartition de nos crédits?

**M. Rose:** Les programmes LEBDA, PAFMS et PUSH font-ils partie de vos activités de recherche?

**M. Aldwinckle:** Non.

**M. Rose:** Que sont-ils?

**M. Aldwinckle:** Ce sont . . .

**M. Rose:** Des projets de recherche?

**M. Aldwinckle:** Non, ce sont des projets gérés par le ministère des Travaux publics. Je pourrais vous en parler, si vous le voulez, mais ils ne relèvent pas de nos propres responsabilités en recherche et développement.

**Le président:** Veuillez m'excuser, cette diapositive est-elle incluse dans le tableau?

**M. Aldwinckle:** Non.

**Le président:** Pourriez-vous en distribuer des copies aux membres du comité?

**M. Aldwinckle:** Oui.

**Le président:** Merci.

**M. Aldwinckle:** Les \$9,000,000 concernent divers programmes. Une certaine somme est prévue pour des études spéciales, sur toutes sortes de sujets, relevant de M. Biggs. L'évaluation des ressources concerne l'étude de l'atmosphère, des radiations, etc.

Les projets scientifiques de pointe relèvent de M. Simpson et concernent essentiellement les cellules photovoltaïques. La technologie industrielle et le développement des produits concernent les méthodes de test, les normes à établir, la définition des éléments, etc. Les tests de système sont ceux que j'ai présentés dans les premières diapositives, c'est-à-dire les maisons, les édifices, les systèmes déjà installés. Cette année, nous passerons au système de chauffage industriel. Nous sommes donc passés par trois étapes. La première concernait les maisons individuelles et ne posait pas trop de problèmes. Ce n'est cependant pas la manière la plus efficace sur le plan des coûts.

La deuxième série de tests concernait les immeubles collectifs et je vous en ai montré plusieurs exemples. Ils sont beaucoup plus rentables que les maisons individuelles. La troisième série concerne les processus industriels, auxquels s'applique la somme de 1.1 million de dollars que vous voyez ici.

Les applications industrielles relèvent du ministère de l'Agriculture du Canada et concernent des choses telles que le séchage des récoltes et les cultures sous serres, qui présentent beaucoup de possibilités.

Les outils analytiques et conceptuels font partie des études spéciales de M. Biggs. Nous consacrons également beaucoup d'argent aux problèmes de contrôle, car, puisque nous avons un petit groupe, nous devons donner des contrats pour faire installer les appareils, collecter les données et les analyser.

En ce qui concerne les méthodes de tests et les normes, nous avons un budget assez important. Tout le processus de tests se



[Text]

four levels of testing, from calibration testing which is done at the National Research Council, certification testing and regional developmental testing. That is where that money is involved.

For information and liaison, there is about \$400,000 there, in preparing the reports, printing the reports and distributing them; and for administration it looks like a very large amount of money because there are reserves in there for capital and other things that are reserve funds. So that is how it breaks down.

**Mr. Rose:** Thank you very much. Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Rose. Mr. Gurbin and then Mr. Portelance.

**Mr. Gurbin:** Yes, I would like to add my congratulations to Mr. Rose's for the presentation. I thought that was a very broad and good general outline.

I have a couple of specific points. One was on the greenhouses. It is my understanding that there is a break-even point there where you trade off the growth factors in terms of light and heat salvation. Could you comment on that? Is that true or false?

**Mr. Aldwinckle:** Obviously it is true, because if you cover over the whole thing you have not got any light down there and so you become a caveman; it is obviously true. I do not know exactly where the breakoff is but we have reports on greenhouses and could supply you with more information if you wish. But certainly there is a break-even point here.

The Brace greenhouse, which is one from Brace Research Institute down near Montreal—they have done a lot of work in this—is largely banked up at the north so there is virtually no light coming in from the north. There may be a reflector at the top to bring some light in from behind but obviously, as you say, there is a point of diminishing returns where you have too much insulation and you are not getting enough light in.

• 1710

**Mr. Gurbin:** I think that is particularly important when we talk about Canada because if we are not talking about new greenhouse design then we are talking about either retrofitting the old greenhouses and that changes the economics pretty considerably; 20 per cent is about the breakoff point, as far as I understand it.

**Mr. Aldwinckle:** One of the most important things is the soil temperature and by putting heat into the soil you can get more growth at lower greenhouse levels and still get the light in; this seems to be a very promising way.

**Mr. Gurbin:** Right. Could you comment on the environmental aspect? Everybody looks at solar in a sort of an environmentally benign way. Would it be fair to say that we cannot change it, but that it is not necessarily as environmentally benign as most people tend to see it? Solar radiation, for instance, thinking of it as a radiation source, first of all, and the fact that it has its problems as well.

[Translation]

répartit en quatre étapes, comprenant des tests de calibrage, effectués, par le CNR, des tests de certification et des tests de mise au point régionaux.

Pour l'information et la liaison, nous avons un budget de \$400,000, concernant la préparation des rapports, leur publication et leur distribution. Pour l'administration, il y a une somme qui paraît importante mais c'est parce qu'elle inclut des réserves pour des investissements et autres cas exceptionnels. Voilà donc la répartition du budget.

**M. Rose:** Merci beaucoup, monsieur le président.

**Le président:** Merci, monsieur Rose. M. Gurbin puis M. Portelance.

**M. Gurbin:** J'aimerais moi aussi féliciter les auteurs de cette présentation. Je pense qu'elle était excellente et très complète.

Je voudrais commencer par poser une question sur les cultures sous serre. Je crois comprendre qu'il existe un seuil à partir duquel plus on augmente la chaleur récupérée, plus on perd d'avantages sur le plan de la lumière et de la croissance des plantes, n'est-ce pas?

**M. Aldwinckle:** Évidemment. En effet, si vous recouvrez toute la serre, il n'y aura plus de lumière et vous devrez vivre comme un homme des cavernes. Je ne sais pas exactement à quel point se trouve le seuil de rentabilité mais nous avons eu des rapports sur des serres solaires et nous pourrions vous donner plus d'information, si vous le voulez. Quoi qu'il en soit, ce seuil de rentabilité existe bien.

La serre de Brace, c'est-à-dire celle de l'Institut de recherche Brace, près de Montréal, est généralement enterrée au nord, ce qui signifie qu'elle ne reçoit pas de lumière de ce côté. Il peut y avoir un réflecteur au-dessus, pour faire entrer la lumière par l'arrière mais, comme vous le dites, il y a un seuil de rentabilité décroissante au-delà duquel tout accroissement de l'isolation entraîne une diminution importante de la lumière.

**M. Gurbin:** Ceci me paraît particulièrement important pour le Canada car, si on ne veut pas concevoir de nouvelles serres, il faudra réaménager les anciennes, ce qui modifiera considérablement les critères économiques. D'après mes informations, le seuil de rentabilité se trouve à environ 20 p. 100.

**M. Aldwinckle:** L'un des facteurs les plus importants concerne la température du sol. En chauffant le sol, on peut obtenir plus de croissance aux niveaux inférieurs de la serre, ce qui permet de fonctionner avec moins de lumière. Ceci paraît être une solution très prometteuse.

**M. Gurbin:** C'est juste. Pourriez-vous nous parler des problèmes économiques qui s'y rattachent? En effet, tout le monde estime que l'énergie solaire est tout à fait inoffensive sur le plan économique. Est-ce vraiment exact? Les radiations solaires, par exemple, peuvent être source de problème, même si elles ne sont utilisées que comme source de chaleur.



## [Texte]

**Mr. Aldwinckle:** Well, there is a real problem in radiation in the solar-powered satellite. One of the big areas of concern in the United States is what happens to the atmosphere when we beam all this microwave radiation—not solar radiation, but microwave radiation—down through the atmosphere which would be in the millions of megawatts. That is not what you are talking about, but that is the only area in which I really feel concern about the lack of benignness of the solar program.

**Mr. Gurbin:** I guess I am talking about solar energy and, I think, because you relate it to the solar program and because it comes across in a certain way, I guess I am moved to react a little bit. I am sorry about that, but because of the bias of people in looking at solar versus another source of energy I think the point should be made that radiation exposure, for instance, to solar can be as high in several areas of the world as it is in other areas, and solar is probably the leading cause of skin cancer and so on . . .

**Mr. Aldwinckle:** Oh, yes, absolutely.

**Mr. Gurbin:** . . . so I am just saying that it is a low-density radiation source but it nevertheless is a radiation source that we have to contend with.

**Mr. Aldwinckle:** Oh, definitely, but I think that using it in the applications we are talking about does not increase people's exposure to it.

**Mr. Gurbin:** That is right; that is right. It is something we cannot change.

**Mr. Aldwinckle:** No and we cannot change. Certainly we are all exposed to it the same as we were before I think exploiting it does not increase people's exposure to it at all. In fact, it might even decrease their exposure because the collectors cause some kind of change.

**Mr. Gurbin:** I think your program could not be described as shady though. Could you comment a little bit on the plurality of responsibilities with the municipality, provincial and federal? What would your best option be in dealing with that difficulty?

**Mr. Aldwinckle:** Well, that is a very difficult question. In a country such as Canada we really have a large number of regions and solar is such that it is different in all the regions, in at least five different regions. In the prairies, the radiation characteristics are different from what they are in the Maritimes, for example. Vancouver is different again. Ontario is different. So we just do not even want to use Canada as a single country.

I think in the situation we are in probably the way we are going is about as good as you can get, and this calls for a lot of co-operation and good will. There is not any simple answer. I would not want to see the federal government given a total mandate to do things. The municipalities come into it, the zoning in different cities is different, so I think really it is a matter of telling people what the pros and cons are and hoping that you get good response. I think things are going pretty well really.

## [Traduction]

**M. Aldwinckle:** Il existe un problème réel de radiation dans les satellites à l'énergie solaire. L'une des préoccupations les plus importantes, aux États-Unis, concerne ce qui se produit dans l'atmosphère lorsque l'on projette toutes ces radiations de micro-ondes, qui ne sont pas des radiations solaires cependant, à des quantités pouvant atteindre des millions de mégawatts. C'est cependant là un ordre de grandeur qui ne nous concerne pas. À mon avis, à part cela, je ne vois pas quel problème pourrait se poser avec l'énergie solaire.

**M. Gurbin:** Puisque vous parlez du programme solaire, alors que je veux parler de l'énergie solaire, je serais incité à vous faire part de ma réaction. Je regrette d'avoir à le dire mais à cause des préjugés des gens lorsqu'ils comparent l'énergie solaire aux autres types d'énergie, je crois important de signaler que l'exposition aux radiations solaires, par exemple, est probablement l'une des principales causes du cancer de la peau. &ed

**M. Aldwinckle:** Absolument.

**M. Gurbin:** Donc, même si l'on parle ici de radiation de faible densité, il peut quand même y avoir un problème de radiation.

**M. Aldwinckle:** Sans aucun doute, mais je ne pense pas que l'utilisation que l'on en fait dans les programmes que nous mentionnons, aboutit à augmenter l'exposition de la population.

**M. Gurbin:** C'est exact. C'est une chose à laquelle nous ne pouvons rien.

**M. Aldwinckle:** Exactement. Nous sommes tous exposés au soleil de la même manière et ce n'est pas parce que nous exploiterons ces radiations que nous augmenterons le degré d'exposition de la population. De fait, nous diminuerons peut-être ce degré d'exposition car les collecteurs produiront certaines modifications.

**M. Gurbin:** Cependant, vos programmes ne se réalisent certainement pas à l'ombre. Pourriez-vous maintenant me parler des diverses responsabilités des municipalités et des gouvernements provinciaux et fédéral? Quelle est la meilleure solution pour régler ces problèmes?

**M. Aldwinckle:** C'est là une question très complexe. Dans un pays tel que le Canada, les régions sont exposées de manière différente aux radiations solaires. En fait, nous avons cinq régions différentes. Dans les Prairies, les caractéristiques des radiations solaires diffèrent de ce qu'elles sont dans les Maritimes, par exemple. De même pour Vancouver, l'Ontario, etc. Le Canada n'est donc pas une entité unique sur ce plan.

Je crois que les solutions retenues jusqu'à présent sont probablement les meilleures, c'est-à-dire qu'elles exigent beaucoup de collaboration et de bonne volonté. Il n'y a pas de solution miracle pour ces problèmes. En effet, je ne voudrais pas que le gouvernement fédéral soit le seul à avoir la responsabilité de s'occuper de ces choses, puisque les municipalités sont concernées, par les règlements de zonage, par exemple. Il s'agit donc, à mon avis, d'expliquer les avantages et inconvénients à la population et d'espérer les meilleures réponses

[Text]

I know Dr. Whitham in his brief, briefed the committee on the federal-provincial agreements; there are agreements with practically all the provinces—and there are projects that go on jointly and we have jointly set the sort of standards—not only call them standards but the sort of guidelines really—for projects so that we can compare a project in one part of the country with a project in another part of the country. I think it is necessary to recognize this problem of plurality of responsibility but I do not think there is any easy answer to it; certainly I would not want to be given some sort of czarship that I could . . .

• 1715

**Mr. Gurbin:** That was really the question. That is right. You would not see that, okay.

**Mr. Aldwinckle:** No, I would not see that.

**Mr. Gurbin:** Would it be fair to say that one of the major problems, unless we are looking at passive—I am thinking now of an individual use or highrise or something like that—unless we are looking at passive one of the major problems, particularly in Canada, is the need for a back-up system?

**Mr. Aldwinckle:** Well, yes, you certainly need a back-up system, although there is probably one if the person is very wealthy and he is determined that he is going to make a system that did not need a back-up system.

I think this is one of the problems, yes. But what is happening is that with solar energy your back-up system can be much less elaborate and much less powerful than before, because you have storage in your solar system and you may use it to heat the storage during the day when you need less energy, and this kind of thing—proper design.

**Mr. Gurbin:** So you are saying maybe it is more of a transitional problem than it is in fact an end problem.

**Mr. Aldwinckle:** Yes.

**Mr. Gurbin:** Okay.

**Mr. Biggs:** I guess there is a perception that it is a problem. However, the perception was that solar systems would mess up the utilities because it would put the load on just exactly when they were at their peak, and so on. But in fact the Tennessee Valley Authority, a fairly significant utility in the States, are now incorporating solar and encouraging the use of solar as a load management technique, because, well . . .

**Mr. Gurbin:** Their big load is in the summer, though, is it not?

**Mr. Biggs:** With 5 to 10 per cent of the domestic hot water systems on the TVA solar, it gives them load management advantages rather than disadvantages. As long as the penetration of solar is not very large, not a large fraction but rather a smaller fraction, then the load management potential for TVA

[Translation]

possibles. De fait, je crois que la situation actuelle est assez bonne.

Je sais que M. Whitham, dans son mémoire, avait parlé des accords fédéraux-provinciaux. Je puis confirmer qu'il existe des accords avec pratiquement toutes les provinces, pour la réalisation commune de certains projets et l'établissement de normes et de directives. Ceci nous permet de comparer les projets réalisés dans les diverses régions du pays. A mon avis, il importe d'être conscients de cette dilution des responsabilités mais je ne pense pas que l'on puisse trouver de solution facile. De fait, je ne voudrais certainement pas devenir le tsar de l'énergie solaire . . .

**M. Gurbin:** C'était vraiment cela la question. Vous avez raison. Vous ne le comprenez pas de cette façon. D'accord.

**M. Aldwinckle:** Non ce n'est pas comme cela que je le comprends.

**M. Gurbin:** Est-il vrai qu'au Canada le grand problème qui se pose est celui du système d'appoint, à moins qu'il ne s'agisse d'utilisation passive de l'énergie solaire—et je songe aux maisons individuelles et aux gratte-ciel?

**M. Aldwinckle:** Il est évident, qu'un système d'appoint est nécessaire, à moins qu'on ait à faire à quelqu'un de très riche qui veuille se passer d'un système d'appoint.

Mais vous avez raison, cela constitue un des problèmes. Avec l'énergie solaire cependant, le système d'appoint n'a plus besoin d'être aussi compliqué ni aussi puissant qu'auparavant. Vous avez une capacité d'entreposage dans le système solaire et vous pouvez utiliser cette énergie entreposée pour chauffer l'eau au cours de la journée lorsque vous avez moins besoin d'énergie; tout dépend de la manière dont c'est conçu.

**M. Gurbin:** Une fois la recherche faite et le système mis au point, le problème ne se posera pas, il s'agit uniquement d'un problème transitoire.

**M. Aldwinckle:** Oui.

**M. Gurbin:** Bien.

**M. Biggs:** Les gens continuent à prétendre que le problème existe. On continue à avoir l'impression que l'utilisation du système solaire ne ferait qu'embêter les grandes centrales, puisqu'elles ajouteraient une charge supplémentaire précisément aux heures de pointe. En fait, la Tennessee Valley Authority, organisme important aux États-Unis, utilise déjà l'énergie solaire et encourage l'utilisation, elle s'en sert comme technique de gestion de la charge.

**M. Gurbin:** Leur période de pointe est en été, n'est-ce pas?

**M. Biggs:** La TVA chauffe de 5 à 10 p. 100 de l'eau utilisée à l'intérieur de l'état à l'aide de l'énergie solaire, et cette technique comporte plus d'avantages que d'inconvénients. Pourvu évidemment que l'énergie solaire ne représente qu'un faible pourcentage de l'énergie totale utilisée. Dans ces condi-



[Texte]

is positive. In other words, it is a net reduction on the peak rather than an extension of the peak.

**Mr. Gurbin:** That is for hot water, but not for space heating.

**Mr. Biggs:** I cannot comment on space heating because TVA really only told us about their hot water program.

**Mr. Gurbin:** Because their big load is summer instead of winter.

**Mr. Biggs:** Yes, that is correct.

**Mr. Gurbin:** That is the difference.

Solar nitrogen and petroleum. I do not know anything about solar hydrogen.

**The Chairman:** Dr. Simpson.

**Mr. J. H. Simpson (Solar Energy Program):** There are technical methods of duplicating what goes on in plants, essentially.

**Mr. Gurbin:** Photosynthesis?

**Mr. Simpson:** Yes, a type of photosynthesis, but a simplified process in which they try to raise efficiency.

**Mr. Gurbin:** Okay. I am familiar with that one, actually. So that you are going to the photosynthesis group. Just in line with that same . . .

**The Chairman:** Pardon me, I think you are both going to have to speak up a little bit. It is not coming through enough.

**Mr. Gurbin:** Oh, sorry.

**The Chairam:** I know you are close together but . . .

**Mr. Gurbin:** The question was really on hydrogen production, and actually, one of the figures, I did not understand that it was in the photosynthetic group. Actually, that is an interesting application, I think, because one of the figures that one of the books had a month or so ago was that an area one half the size of Texas devoted to that type of system would produce all the global energy requirements in the world. I think they were playing with it a little bit, but there is an opportunity there at the very least, anyway.

The research that was done in London, Ontario, I think, recently, dealing specifically with photosynthesis but taking photosynthesis directly to the photovoltaics, do you see that as a reasonably short-term opportunity?

**Mr. Simpson:** I believe it is a longer term than Dr. Bolton implied. Dr. Bolton has been responsible for this. I think it is a long-term possibility but it will not be competitive with things like photovoltaics for, say, 10 to 15 years. That would be my term.

**Mr. Gurbin:** Okay. Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Gurbin.

**Le président:** Monsieur Portelance, s'il vous plaît.

**M. Portelance:** Il y a lieu de se joindre à nos deux collègues pour féliciter M. Aldwinckle pour la présentation qu'il nous a donnée. Je pense que c'était clair, c'était bien fait, et il a déjà répondu à beaucoup de questions. J'ai déjà vu des chiffres et

[Traduction]

tions, le bilan, du point de vue gestion, est positif. En d'autres termes, il y a une réduction nette à l'heure de pointe plutôt qu'une extension de la période de pointe.

**M. Gurbin:** Oui, mais là il s'agit de chauffer de l'eau et non pas des maisons.

**M. Biggs:** Je ne peux pas vous parler du chauffage proprement dit car la TVA ne nous a parlé que de ses systèmes pour chauffer l'eau.

**M. Gurbin:** Oui, mais c'est parce que leur période de pointe tombe en été plutôt qu'en hiver.

**M. Biggs:** Oui, vous avez raison.

**M. Gurbin:** La différence est là.

Parlons maintenant de l'hydrogène solaire et du pétrole. Je n'ai jamais entendu parler d'hydrogène solaire.

**Le président:** Monsieur Simpson.

**M. J. H. Simpson (Programme d'énergie solaire):** En fait il s'agit de reproduire mécaniquement ce que font les plantes.

**M. Gurbin:** La photosynthèse?

**M. Simpson:** Oui, un genre de photosynthèse, un processus simplifié dont on essaie d'accroître l'efficacité.

**M. Gurbin:** D'accord. En fait, je suis au courant de ce système. Vous parlez du groupe qui s'occupe de la photosynthèse. Et dans ce même ordre de . . .

**Le président:** Excusez-moi, mais il faudra parler un peu plus fort car on a du mal à entendre ce que vous dites.

**M. Gurbin:** Excusez-moi.

**Le président:** Vous êtes très près l'un de l'autre. Néanmoins . . .

**M. Gurbin:** La question tourne autour de la production d'hydrogène, n'est-ce pas. J'ai lu dernièrement dans une publication très intéressante du groupe de photosynthèse des statistiques étonnantes que je n'ai d'ailleurs pas très bien comprises. Ils ont dit que si l'on consacrait une superficie égale à la moitié du Texas à ce genre de système, on arriverait à produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à la demande du monde entier. Je crois qu'ils exagèrent un peu mais le système semble prometteur.

La recherche effectuée à London, en Ontario, portait sur la photosynthèse mais l'appliquait directement aux cellules photovoltaïques. Qu'en pensez-vous, est-ce que l'on peut s'attendre sous peu à des résultats?

**M. Simpson:** Je crois qu'il faudra y mettre plus de temps que prévu par M. Bolton. C'est lui qui en est responsable. Il s'agit là d'une solution possible à long terme, mais cela ne pourra pas concurrencer les cellules photovoltaïques avant dix ou quinze ans. C'est le minimum.

**M. Gurbin:** Merci.

**Le président:** Merci, monsieur Gurbin.

**The Chairman:** Mr. Portelance, please.

**Mr. Portelance:** I too would like to congratulate Mr. Aldwinckle for his very interesting presentation. It was clear and concise and answered many questions. I have heard it said, and you quoted similar figures this morning, that if 40 per cent of



## [Text]

vous nous les avez montrés plus tôt également, à savoir, que si l'énergie solaire pouvait fournir 40 p. 100 des besoins en chauffage et climatisation des logements, cela voudrait dire environ 8 p. 100 du total de l'énergie utilisée au Canada. Tout à l'heure, vous parliez de 1 p. 100 seulement de l'énergie qui pourrait être économisés en utilisant le système solaire, comparativement à ce qu'on connaît présentement. Est-ce que 8 p. 100 c'est trop élevé?

• 1720

**Mr. Aldwinckle:** I am sorry, I did not get my volume adjusted and I missed the question.

**Mr. Biggs:** I think I got it. Maybe I will try to answer it.

We were quoting figures of 1 and 2 per cent possible penetration, and Mr. Portelance is saying that in other sources he has read they are suggesting that up to 8 per cent of the national energy consumption could be supplied by solar if we went for high penetration in the spaces heating and cooling area. I guess the answer is partially that what our figures represent is what we would consider to be a fairly optimistic but realistic penetration, recognizing that it is going to be more difficult to adopt solar systems to the present building stock than it is to the new building stock. Building stock does not turn over at the same rate as automobiles do, so even if we hit 100 per cent of the new building stock we have a time delay.

Certainly the figures Mr. Portelance is quoting are probably the ultimate possible penetration of solar, but we were trying to be, in the scientific sense, somewhat more conservative and realistic for that next couple of decades.

**M. Portelance:** Toujours dans le même sens, on dit aussi que ce serait beaucoup plus rentable si l'industrie du bâtiment participait un peu plus activement à la construction dans ce sens-là. Je crois que ce sont eux qui, en fin de compte, décident quel genre de système de chauffage sera mis en fonction. Peut-être croient-ils, à première vue, qu'il est trop dispendieux d'aller vers le système solaire et peut-être imaginent-ils qu'ils peuvent épargner quelques dollars au début s'ils ne vont pas de l'avant quand même. Peut-être pourrait-on en bénéficier. Est-ce que l'industrie participe, est-ce que des travaux ont été faits? Est-ce qu'on a réellement leur aide dans ce domaine-là?

**Mr. Aldwinckle:** Yes, you are quite right. The construction industry is the industry that is deciding what to do right now. Of course, they are very sensibly staying with the conventional systems at the present time. On the other hand, I would not want to see them forced to put in solar systems. I think it will evolve in due course. As energy prices rise the clients will see that solar systems are advantageous. They will come first with domestic hot water.

I was talking about building passive buildings. I would like to see more contractors putting in passive buildings. I think you are quite right that they probably would not make as much profit on them if they were selling them, as one contractor is doing in Saskatchewan, at the same price as conventional buildings, but certainly it would save energy. Perhaps we need to get the public educated so that they will demand energy-efficient buildings.

## [Translation]

the energy used to heat and cool homes was solar energy this would represent 8 per cent of the total energy used in Canada. A few moments ago, you talked about a 1 per cent savings of energy resulting from the use of solar energy. Would 8 per cent then be too high?

**M. Aldwinckle:** Je regrette, mais je n'ai pas réussi à rajuster le volume à temps et je n'ai donc pas entendu la question.

**M. Biggs:** Je l'ai entendue. Je pourrais peut-être y répondre.

Nous avons parlé d'une pénétration possible de l'ordre de 1 ou 2 p. 100, tandis que M. Portelance dit que selon d'autres experts, il est possible d'effectuer des économies de l'ordre de 8 p. 100, si l'on utilisait davantage l'énergie solaire pour chauffer et climatiser les maisons. Les chiffres que nous citons représentent une pénétration à la fois optimiste et réaliste. Nous reconnaissons aussi qu'il sera beaucoup plus difficile d'aménager les vieilles maisons que les nouvelles. La durée de vie d'une maison est beaucoup plus longue que celle d'une voiture, de sorte que même si toutes les nouvelles constructions utilisaient l'énergie solaire il resterait quand même un retard appréciable.

Les chiffres que M. Portelance nous cite représentent probablement le maximum de pénétration possible; nos chiffres, par contre, représentent une pénétration un peu moins élevée et plus réaliste, pour les vingt années à venir.

**Mr. Portelance:** I have been told that the whole program would be much more viable if the construction industry took more interest in it. I understand that in the final analysis it is they who decide what kind of heating system goes in. Is it because they still feel solar systems are too expensive? Do they feel they can save a few dollars initially, if they do not install solar systems? Could they benefit directly from solar energy? Is the industry participating actively in the work that is being done? Are they really contributing?

**M. Aldwinckle:** Vous avez tout à fait raison, pour le moment c'est encore l'industrie du bâtiment qui décide. Pour le moment, et ils ont peut-être raison, ils s'en tiennent au système traditionnel. Je ne voudrais pas non plus les forcer à installer des systèmes solaires. On peut s'attendre à une évolution. A mesure que les coûts de l'énergie monteront, les clients verront que les systèmes solaires sont plus avantageux et ils les exigeront. On commencera sans doute par le chauffage de l'eau.

J'ai parlé tout à l'heure de l'utilisation passive de l'énergie solaire. J'aimerais que l'on construise plus d'immeubles qui utilisent l'énergie solaire passive. Vous avez tout à fait raison lorsque vous dites qu'ils n'en profiteront pas directement, surtout s'ils vendent ces maisons comme ça se fait en Saskatchewan au même prix que les maisons traditionnelles, mais il y a effectivement des économies d'énergie. Il faudrait peut-être

## [Texte]

I think the same thing really applies with respect to insulation. As you probably know, Canada Mortgage and Housing Corporation pays a certain amount on the mortgage. If you put in more insulation than it calls for they do not, and this tends to deter the building of really well-insulated houses. It is the same sort of thing there. I think you are quite right that we do not want to interfere too much with the building industry, but if we could get the public demanding it, the building industry would respond.

**M. Portelance:** Vous avez vous-même mentionné plus tôt que certains de ces systèmes seraient peut-être installés si des compagnies de services publics, par exemple, pouvaient aller de l'avant dans ce sens-là et que les gens auraient peut-être à payer un loyer pour l'utilisation comme cela se fait dans le domaine de l'électricité. Est-ce que cela est envisagé? Ce n'est peut-être pas votre rôle à vous, mais est-ce qu'il y en a qui ont été abordés pour mettre de l'avant ce système?

**Mr. Aldwinckle:** No, it certainly is not the role of the research council at all, and certainly it is not really my suggestion at the present that it should happen at this time. I think it is a matter of timing. I merely put it forward as a way of avoiding the front-end cost. We discussed the thing earlier, and the same thing could be done by changing the tax structure, perhaps giving some tax relief to people when they put a solar system in. I was mentioning the utility really as a means of getting over the front-end cost problem.

• 1725

**M. Portelance:** On parle aussi du liquide qui est utilisé dans le système traditionnel que vous avez. Vous parliez plus tôt de liquide; est-ce l'eau qui est utilisée à ce moment-là ou autre chose? Il y a toujours un inconvénient ici et c'est notre climat très froid. Est-ce que c'est le système le plus efficace ou si le système à l'air serait préférable? Pour ma part, je me vois mal aller tous les soirs vider cela ou jouer là-dedans.

**Mr. Aldwinckle:** That is a very good question. In a liquid system it is water that is used, in general; and of course, as you know, we have cold weather. If you are going to use water, then you have to drain it out every night. This is an automatic thing and it is called a "drain-down system". If it goes wrong and does not drain down, of course the water freezes and the pipes break and you have a problem.

If you do not do that, you do what we do with our cars: you put antifreeze in. Then you have hot antifreeze coming down and you have to get the heat transferred to the water. This of course creates a health problem, because you have the problem of a toxic fluid, the antifreeze, on one side; a potable, a drinkable liquid water on the other side. You have to have very strict regulations about that. As a matter of fact, the code at the present time calls for a double-wall container to make sure you do not get the toxic fluid into the potable fluid. This of course cuts down your efficiency, when you have a double-wall container. So a system with antifreeze in is probably less efficient than a direct water system, because of the extra heat transfer system you have to have in there.

## [Traduction]

informer le public afin qu'il exige des immeubles qui utilisent l'énergie d'une façon efficace.

Je crois que la même chose s'applique à l'isolation. Vous savez sans doute que la Société centrale d'hypothèques et de logement prend en charge une certaine partie de l'hypothèque. Cependant, si vous isolez plus que les normes l'exigent, elle ne paie pas. Cela tend à empêcher la construction de maisons bien isolées. C'est le même principe qui est en jeu ici. Vous avez tout à fait raison de ne pas vouloir vous ingérer dans les affaires de l'industrie de la construction, mais si l'on peut pousser le public à l'exiger, l'industrie s'y pliera.

**Mr. Portelance:** You yourself spoke of the possibility of having the utility companies install these systems and charge people for their use, as it is done with gas or hydro. Has this been considered? This might not be your role, but has someone been approached to propose such a system?

**M. Aldwinckle:** Non, ce n'est certainement pas le rôle du Conseil national de recherche, et j'hésiterais fortement à suggérer que cela se fasse en ce moment. C'est une question de temps. Je l'ai simplement proposé comme façon possible d'éviter la mise de fonds initiale. Nous en avons parlé tout à l'heure, on pourrait faire la même chose en modifiant le régime fiscal, en accordant un dégrèvement à ceux qui installent un système solaire. J'ai parlé de l'installation par une société d'utilité publique comme une façon possible de réduire les coûts initiaux.

**Mr. Portelance:** You referred to a fluid of some sort, that is used in the traditional system. Were you referring to water or to something else? Given the cold climate in this country would it not be preferable to use an air-based, rather than a water-based system? I hardly see myself going out at night and playing around with that sort of stuff.

**M. Aldwinckle:** La question est excellente. C'est l'eau que nous utilisons dans notre système, et vous le dites vous-même le climat est très froid. Lorsqu'on utilise l'eau, il faut vider les réservoirs tous les soirs. Cela se fait automatiquement. Si par hasard, il y avait une panne et que les tuyaux n'étaient pas vidés, l'eau gèlerait et vous auriez des ennuis.

On pourrait faire ce qu'on fait avec les voitures, c'est-à-dire remplacer l'eau par de l'antigel. L'antigel chauffé circulerait dans les tuyaux et communiquerait la chaleur à l'eau. Cela constituerait un danger pour la santé car l'antigel est toxique tandis que l'eau est potable. La réglementation doit être très stricte à cet égard. En ce moment, le code exige que les réservoirs aient des parois doubles afin de s'assurer que le liquide toxique ne se mélange pas au liquide potable. Cela a pour effet de réduire l'efficacité. Un système utilisant l'antigel sera donc probablement moins efficace qu'un système à eau, à cause de l'échange de chaleur et des pertes que cela peut occasionner.



## [Text]

So then you start looking at air, and air has such a poor heat-carrying capacity that it is much more difficult to transfer heat with it than it is with liquid. Sure, you are not going to get any leaks in your house and you are not going to get any liquid running into your house, but experience has shown that it is very difficult to make an entire solar-heating air system airtight. They go around and they tape the joints and everything and it still seems to leak a lot of air, a surprising amount of air. Also, when you come to storage, how do you store the heat when you are using an air system? Well, you store it in rocks, probably. But you find that rocks have only a third of the heat-retaining capacity that water has, so you have to have your pile of rocks three times as big. Also, in water you get normal convection and the hot water rises to the top and the cold water is at the bottom. But rocks do not convect. So you put hot air at the bottom and the rocks are hottest at the bottom and they are coldest at the top. When you go to get your heat out, you have to put the air through the reverse way. So you have a more complicated system.

There are pros and cons. Right now I would think 80 to 85 per cent of the active systems are liquid. All passive systems of course are air systems. But there are far more liquid systems than air systems at the moment, and there are problems with both of them. In the case of the liquid ones, it looks like the performance of the drain-down ones is better. The problem is the uncertainty of the draining down. They are less expensive, too, because you do not have this extra heat exchanger.

But these are things that are being worked out, and this is really what we mean by "first-generation systems". The first-generation systems are the way they are now. They will be improved. The second-generation systems will be much more reliable and better. It was not clear 40 years ago whether to go with the bi-plane or the monoplane; obviously we never think about it now because all planes are monoplanes. I suspect that 20 years from now or even 10 years from now, all systems will be like this and we will hardly even remember that there were as many kinds of systems as there are now.

• 1730

**M. Portelance:** Diriez-vous, si on le compare à d'autres domaines, que les connaissances dans le domaine solaire seraient comparables à ce qui était connu du nucléaire dans les années 50 ou est-ce qu'on est plus avancé? Dans les années 50, le nucléaire était connu mais pas autant qu'aujourd'hui, puis comparativement, où vous situez-vous?

**Mr. Aldwinckle:** Well, I will tell you where I think we are and then I will turn it over to one of my colleagues because this is a matter of judgment. Certainly we are in the early stages. I think the difference is that in the nuclear case it was one central organization. There was nothing that individual citizens, like ourselves, could do about it. The research was going on at AECL or wherever it was going on and there was nothing that the individual person could do about it.

We are quite different in that sense because there is something that you and I can do about solar today: open the windows and let the sunshine in; or build a home-built system, there are lots of do-it-yourself books. Really it is very difficult

## [Translation]

Dans un système à air, il faut tenir compte du fait que l'air ne conduit pas très bien la chaleur et ne la communiquera pas très bien non plus. Il est évident que vous n'aurez pas de fuite dans la maison, comme vous pouvez en avoir avec des liquides, mais l'expérience a démontré qu'il est difficile de construire un système solaire à air qui soit parfaitement étanche. Malgré tous les efforts pour le rendre étanche, les fuites continuent, il y a des pertes énormes. Il y a aussi les problèmes d'emmagasiner; comment emmagasiner la chaleur lorsqu'on utilise un système à air? On peut utiliser des pierres mais les pierres n'ont que le tiers de la capacité de rétention calorifique de l'eau. Donc, il vous faudra trois fois plus de pierres. Également, avec l'eau, le principe normal de la convection permet à l'eau chaude de monter et à l'eau froide de rester au fond. Avec les pierres, la convection ne joue plus; les pierres chaudes restent donc au fond et les froides en haut. Pour pouvoir utiliser la chaleur, il faut faire circuler l'air dans le sens contraire, ce qui demande un système beaucoup plus compliqué.

Il y a donc du pour et du contre. En ce moment, je dirais que 80 à 85 p. 100 des systèmes actifs sont à base liquide. Il est évident que les systèmes passifs utilisent l'air. En ce moment, il y a plus de systèmes à base liquide qu'à base d'air, et nous avons des ennuis avec les deux. Pour les systèmes à eau, l'inconvénient principal c'est la fiabilité du système de drainage. L'avantage, c'est qu'il est moins coûteux puisqu'il n'utilise pas d'échangeur de chaleur supplémentaire.

Nous travaillons à résoudre ces problèmes. Mais il ne faut pas oublier qu'il s'agit là de systèmes de première génération. Tout système dit de première génération doit être amélioré. La deuxième génération d'appareils sera meilleure et beaucoup fiable. Il y a 40 ans, on ne savait pas très bien s'il fallait se décider pour le bi-plan ou pour le monoplane; il est évident qu'aujourd'hui nous ne nous posons jamais la question car tous les avions sont monoplane. J'ai l'impression que d'ici vingt ans ou même dix ans, tous les appareils seront de ce genre et nous aurons même du mal à nous rappeler qu'il y avait tant d'appareils différents.

**Mr. Portelance:** If one were to make comparisons, would you say that our knowledge in the solar field compares to what was known in the nuclear one in the fifties or are we more advanced? In the fifties, there were many unknowns in the nuclear field, how does it compare with the solar field today?

**M. Aldwinckle:** Je vais vous dire où je pense que nous en sommes et ensuite je passerai la parole à un de mes collègues car c'est une question de jugement. Certes, nous en sommes au tout début. La différence, c'est que dans le cas du nucléaire il s'agissait d'un organisme central. Les simples citoyens comme nous, ne pouvaient rien faire. La recherche se faisait à l'EACL ou dans d'autres laboratoires mais les simples particuliers ne pouvaient pas faire de recherches dans ce domaine.

La situation dans notre cas est différente dans la mesure où vous et moi pouvons faire quelque chose dans le solaire aujourd'hui: nous pouvons ouvrir les fenêtres et laisser entrer le soleil; ou construire nous-mêmes un appareil solaire, il y a beaucoup



## [Texte]

to compare the two technologies. This is a totally different technology, but certainly we are in the early stages. I would like to turn this over to Dr. Biggs and let him give you his perception of where we are.

I think if you took from the 1950's to the 1980's in nuclear, I think we are not that far away. Certainly, I think solar systems will be proven and established in a much shorter time period. I would think that in 10 years we will have some very good systems. I think there is another reason for that, other than just the evolution of technology; there is going to be much greater pressure. There was not the same pressure on the nuclear people as there is now for solar. I think if our Canadian oil prices were like oil prices in Japan and other parts of the world, Europe for example, there would be much greater pressure on solar, and I think that is going to speed up the rate. That I think there is a comparison in that it is also an evolving technology, but it is not very comparable. Ron?

**Mr. Biggs:** Let me take a shot at the question from, I guess, a technical point of view. I do not want to comment on the nuclear industry in the 1950's although the analogy is quite good and maybe we are at the point in time where somebody, and I think it was W. B. Lewis and a few others, made a decision that Canada would not have a CO<sub>2</sub> graphite moderated reactor or would not have boiling light water reactor but would have a heavy water cooled and heavy water moderated reactor. Somebody made that decision and it turned out to probably be quite a wise one for Canada. However let me back away from that one and go back to the analogy of the automobile.

I guess we have all read about the automobile's development and certainly experienced its development. I think we are certainly at pre-Second World War automobiles and maybe just past First World War automobiles. In fact, we may be even further back in some aspects. I guess it was really Mr. Ford who finally decided that we would specialize in gasoline-powered, rear-wheel driver, front engined automobiles rather than diesels or Stanley steamers and so on.

As you heard from Mr. Aldwinckle a few moments ago, we are really at the stage of still saying there is a few ways to deal with our freezing problem in Canada and there are advantages and disadvantages to all of them. However I guess the teething problems we are seeing in solar systems are a bit analogous to the pre-Second World War and slightly after First World War problems one would experience with an automobile. If you got 5,000 miles out of a set of tires, you were very lucky, whereas now, if we do not get 40,000 miles out of a set of tires or if you ever have a bloody flat tire, you are absolutely outraged. Solar systems are back at the stage where we are getting frequent flat tires and 5,000 miles out of the set of tires, and I think that analogy is a bit closer.

## [Traduction]

de livres de bricoleur. Il est vraiment très difficile de comparer les deux technologies. Il s'agit d'une technologie totalement différente, mais nous n'en sommes qu'au tout début. J'aimerais donner la parole à M. Biggs pour qu'il vous dise où nous en sommes selon lui.

Dire que dans le solaire, dans les années 80 nous en sommes à peu près au même point que pour le nucléaire dans les années 50 n'est peut-être pas loin de la vérité. Cependant, les applications pratiques surviendront beaucoup plus vite. J'estime que d'ici dix ans, nous aurons d'excellents appareils. Il y a à cela une autre raison, autre que celle de la simple évolution de la technique, les pressions exercées seront beaucoup plus fortes. Les pressions exercées sur les tenants du solaire sont beaucoup plus fortes que celles qui étaient exercées sur ceux du nucléaire. Si les prix des produits pétroliers canadiens étaient similaires à ceux pratiqués au Japon et dans d'autres régions du monde, comme en Europe par exemple, ces pressions seraient encore plus fortes. Elles ne feront que croître. On peut faire une comparaison dans la mesure où la technologie évolue également mais ce n'est pas très comparable. Ron?

**M. Biggs:** J'aimerais répondre à cette question d'un point de vue, disons, technique. Je ne veux pas faire de commentaires sur l'état de l'industrie nucléaire dans les années 50 bien que l'analogie soit assez bonne et que nous en soyons peut-être arrivés au point où quelqu'un, je crois qu'il s'agissait de W. B. Lewis et de quelques autres, a décidé que le Canada n'aurait pas de réacteurs modérés au graphite ou n'aurait pas de réacteurs à eau légère en ébullition mais on aurait un réacteur refroidi et modéré à l'eau lourde. Quelqu'un a pris cette décision et elle s'est avérée certainement très judicieuse pour le Canada. Je préfère néanmoins en rester là et plutôt en revenir à l'analogie avec l'automobile.

Nous avons tous lu la littérature sur l'histoire de l'automobile et nous l'avons même vécue. D'une part, nous sommes certainement au stade des automobiles d'avant la seconde guerre mondiale et d'autre part, nous venons peut-être juste de laisser derrière nous les automobiles d'après la première guerre mondiale. En fait, à certains égards, nous n'en sommes même pas encore là. Je crois que c'est en réalité M. Ford qui finalement a décidé que nous nous spécialiserions dans les véhicules à essence, à traction arrière et à moteur avant plutôt que dans les diesel ou les machines à vapeur de Stanley, etc.

Comme l'a dit il y a quelques instants M. Aldwinckle, nous en sommes encore au stade où nous disons qu'il y a plusieurs moyens de régler notre problème de froid au Canada et qu'ils présentent tous des avantages et des inconvénients. Les problèmes que posent nos différents appareils solaires sont un peu analogues à ceux que posaient l'automobile d'avant la deuxième guerre mondiale et l'automobile d'après la première. Si vos pneus vous duraient 5,000 milles, vous aviez beaucoup de chance, alors que maintenant, s'ils ne durent pas 40,000 milles ou ont même l'insolence d'être à plat, vous êtes absolument furieux. Les appareils solaires en sont au même point que les pneus qui crevaient fréquemment et qui étaient usés au bout de 5,000 milles, je crois que c'est une meilleure analogie.

[Text]

[Translation]

• 1735

So, what is desperately needed in solar is more experience—certainly with our more severe wintertime climatic conditions in contrast with what prevails in some sunnier places.

**M. Portelance:** Monsieur le président, j'ai une dernière question. Je m'excuse, mais . . .

**Le président:** Oui, oui, très bien.

**M. Portelance:** Je vois que le Canada participe aussi avec d'autres pays, à la recherche sur différents produits pour le système solaire. En ce qui concerne les collecteurs, vous dites dans un de vos rapports qu'aux États-Unis, il y a un capteur, le capteur Chamberlain, qui est maintenant terminé. Est-ce qu'il y a quelque chose du genre ici au Canada? Est-ce qu'on peut se comparer à eux dans ce domaine-là pour créer de nouveaux emplois? Est-ce qu'on a les installations et les connaissances voulues pour ne pas être obligé d'importer tout ce qui peut être mis de l'avant? Peut-être pourriez-vous élaborer là-dessus, sur ce que le capteur Chamberlain a de différent des autres?

**Mr. Aldwinckle:** Certainly, the aim of our program is to ensure that there is a Canadian industry developed. This aim was stated by the Minister of Energy, Mines and Resources in his speech in July 1978—to establish a distributed Canadian solar industry in Canada. At the present time, as you have mentioned, in certain lines the United States has products which may be imported here. But, on the other hand, there are Canadian manufacturers who are exporting to the United States and elsewhere. There is a firm in Montreal that has recently completed a sale of a thousand systems to Egypt, for example, and this was on international competition.

I am hopeful that we will not be using more than a very minimum of American equipment. I do not anticipate that we will. I think, however, there is a bit of a problem here in timing again. If we wait too long to get the industry established then the United States gets that much farther ahead.

As Dr. Whitham explained to you, in the PUSH program which is the purchase and use of solar heating in government buildings, it is intended to create a market in Canada for Canadian companies; and it applies also to the PASEM program, which is the Program of Assistance to Solar Equipment Manufacturers. There were ten manufacturers selected, to whom were given contracts of about \$300,000 each to improve the designs of their systems and their production facilities. Then they are going to produce for the PUSH program.

**Mr. Portelance:** All of these companies, where are they located? Across the land?

**Mr. Aldwinckle:** Across the land, yes. Petro-Sun in Montreal, for example, is one of them. They are located across the land. There are ten of them. In fact, their names were included in Dr. Whitham's report that you tabled when he was here before.

So, I am hopeful that the Canadian government will succeed in establishing a Canadian industry, and that there will be an absolute minimum of American imports.

**Mr. Portelance:** Thank you very much.

Le secteur solaire a donc désespérément besoin de faire ses preuves—étant donné que notre climat est plus rude en hiver que dans certaines régions où le soleil brille davantage.

**Mr. Portelance:** One more question, Mr. Chairman. I am sorry, but . . .

**Mr. Chairman:** Yes, allright.

**Mr. Portelance:** As well as other countries, Canada takes part in research on various products for the solar system. As to the collectors, in one of your reports you say that in the United States there is a collector called the Chamberlain which is now completed. Is there anything similar here in Canada? How do we measure up to them in this area in terms of new jobs? Do we have the necessary facilities to dispense with importing what can be produced here? Maybe you could elaborate on that and tell us in what way the Chamberlain collector differs from the others.

**M. Aldwinckle:** Le but de notre programme est de veiller à ce qu'une industrie canadienne se développe. Dans le discours qu'il a prononcé en juillet 1978, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a fait connaître cet objectif qui était d'assurer, d'un bout à l'autre du pays, l'implantation d'une industrie solaire canadienne. A l'heure actuelle, comme vous l'avez dit, les États-Unis disposent, dans certaines branches, de produits que l'on importe sans doute ici. En revanche, des fabricants canadiens exportent vers les États-Unis et ailleurs. Ainsi, une société de Montréal, qui était en concurrence avec des sociétés étrangères, vient de conclure avec l'Égypte la vente d'un millier d'appareils.

J'espère que nous n'emploierons pas plus que le strict minimum de matériel américain. Je ne prévois pas qu'il en sera autrement. Cependant, le facteur temps joue encore une fois. Si nous attendons trop longtemps que l'industrie se développe, les États-Unis prendront d'autant plus d'avance.

Comme M. Whitham vous l'a expliqué, le programme PUSH, conçu pour l'achat et l'utilisation du chauffage solaire dans les édifices publics, a pour but de créer au Canada des débouchés pour les sociétés canadiennes; et cela vaut également pour le programme PAFNS conçu pour aider les fabricants de matériel solaire. On a sélectionné dix fabricants à chacun desquels on a attribué des contrats d'une valeur de \$300,000 environ pour améliorer leurs appareils et leurs installations de production; moyennant quoi, ils produiront pour le programme PUSH.

**M. Portelance:** Où se trouvent toutes ces compagnies? Dans tout le pays?

**M. Aldwinckle:** Oui, dans tout le pays. Petro-Sun de Montréal, par exemple, en fait partie. Elles sont dispersées dans l'ensemble du pays. Il y en a dix. En fait, leurs noms figurent dans le rapport de M. Whitham que vous avez déposé lorsqu'il a comparu ici.

J'ai donc bon espoir que le gouvernement canadien réussira à implanter une industrie nationale et que les importations américaines seront réduites au strict minimum.

**M. Portelance:** Merci beaucoup.



[Texte]

**The Chairman:** Thank you, Mr. Portelance. Before going to Miss Myers and Mr. Clay from our research staff, I would just observe that when you were speaking—I think it was during your last slide—there was a notation there saying that passive solar heating is cost effective now, and so is a hot water system for a home.

**Mr. Aldwinckle:** Hot water in certain applications.

**The Chairman:** Yes. But I think at the beginning of your remarks, you said it would cost about \$3,800 to equip the average size home, I believe . . .

**Mr. Aldwinckle:** Yes.

• 1740

**The Chairman:** . . . for hot water, except heating, of course, not heating of hot water, but for hot water usage, and you were not sure whether these collectors for solar would last 20 years, or whatever. Have you compared this with the average home that is now heating its hot water with electricity, that is, the cost of that electricity, and, say, a 10-year life of your hot water tank—which I am told is normal—compared with your \$3,800 cost for the original installation to give the same amount of hot water over 10 years? Have you proved that this is cost effective now, is that what you say?

**Mr. Aldwinckle:** No, certainly that particular example is not cost effective. You have to have certain situations and certain systems for it to be cost effective. The \$3,800 one just happens to be a quote that we have had recently. This is an average, this was not a particular one, it was an average of three, and that included the installation of course. Part of the problem there is, as I mentioned, that the installation cost is even more than the system cost.

Certain people are able to put in the system themselves and cut down on the installation costs, then it becomes cost effective. I think if we could just separate the domestic hot water from the passive—the passive, I think, stands on its own merits, it is quite different, it is a matter of the way the building is put together and the building—it is not much more expensive.

**The Chairman:** But your last slide—I do not know the proper term, it is not a slide—your last illustration showed cost effectiveness for domestic hot water.

**Mr. Aldwinckle:** Yes, and what I said earlier was, "in certain applications". It certainly is not in all applications at all, because here, in Ontario, electricity is much cheaper than it is, say, down in the Maritimes. Certainly at a \$3,800 installation, you would have to have very, very high energy costs. Also, of course, our system costs are higher than they might be and—I see that Dr. Biggs is going to make a comment.

**Mr. Biggs:** Maybe I could try to answer that briefly. I think the \$3,800 cost was for the unique one in that particular case. It turned out that the specifications were such that the quotes that were received were not the normal, off-the-shelf solar hot

[Traduction]

**Le président:** Merci, monsieur Portelance. Avant de passer à M<sup>lle</sup> Myers et à M. Clay, qui font partie de nos documentaires, je voudrais simplement faire remarquer que selon votre dernière diapositive, le chauffage solaire passif est désormais rentable de même que les chauffe-eau domestiques.

**M. Aldwinckle:** Les chauffe-eau dans certaines applications.

**Le président:** Oui, mais au début de vos interventions, vous avez dit que l'aménagement d'une maison moyenne coûterait environ \$3,800.

**M. Aldwinckle:** Oui.

**Le président:** . . . pour l'eau chaude, sans compter le chauffage bien sûr mais pas celui de l'eau, vous n'étiez pas sûr que ces collecteurs d'énergie solaire dureraient vingt ans, par exemple. Avez-vous comparé, sur dix ans, le coût de l'électricité consommée par un chauffe-eau, qui alimente une maison moyenne, et les frais de l'installation permettant d'obtenir la même quantité d'eau chaude et qui s'élèvent à \$3,800? Vous avez fait la preuve que c'est actuellement rentable, n'est-ce pas?

**M. Aldwinckle:** Non, dans ce cas ce n'est sûrement pas rentable. Certaines conditions et certains dispositifs sont nécessaires pour que ce soit rentable. Ces \$3,800 correspondent simplement à un chiffre récemment avancé. Il s'agit non pas d'un système individuel mais d'une moyenne calculée sur trois systèmes et qui englobait naturellement l'installation. Le problème, je le répète, tient en partie au fait que les frais d'installation sont encore plus élevés que le prix de revient du dispositif.

Certains sont capables de monter l'appareil par eux-mêmes, ce qui réduit les frais d'installation, de sorte qu'il devient rentable. Je crois qu'il faut bien faire la distinction entre les chauffe-eau domestiques et l'énergie passive—c'est très différent puisque l'énergie passive, qui a des qualités intrinsèques, dépend de la manière dont le bâtiment est construit—ce n'est guère plus cher.

**Le président:** Oui, mais votre dernière diapositive—ce n'est pas une diapositive, mais j'ignore le terme exact—votre dernière illustration indiquait que les chauffe-eau domestiques étaient rentables.

**M. Aldwinckle:** Oui, mais j'ai précisé tout à l'heure «dans certaines applications». Ce n'est certainement pas vrai dans tous les cas car ici, en Ontario, l'électricité est nettement meilleur marché que dans les Maritimes, par exemple. Pour justifier une installation de \$3,800, il faudrait que la consommation d'énergie soit extrêmement élevée. De plus, évidemment, le prix de revient de notre dispositif est supérieur à ce qu'il pourrait être et—je vois que M. Biggs s'apprête à intervenir.

**M. Biggs:** Je voudrais tenter de répondre rapidement à cela. Je crois que dans ce cas précis, les \$3,800 s'appliquaient à une seule installation. Il s'est avéré que le cahier des charges était tel que les devis qui nous ont été communiqués ne correspon-



[Text]

water system. That took the cost up to start off with. Okay. So, let us forget about the \$3,800 number.

**The Chairman:** Okay. Just to help the committee, could you give us an illustration then—even if it is in the Maritimes area, wherever—comparing? I am building a home and I would like to know, am I going to go to solar to heat my water or am I going to go to oil or electricity? Could you give us a table? Even if it is not today, could you provide it at some other time to the committee?

**Mr. Biggs:** Okay. Let me go into the conditions under which domestic hot water would be cost effective today. These are based on the results of a study that was done for Public Works in association with the PUSH program, but I can quote those numbers because I am somewhat familiar with them. The domestic hot water, built today, of a commercially available system, one can purchase from local manufacturers for on the order of \$1,700. You can purchase them installed by the local manufacturer for on the order of \$2,500, as long as you take their standard two-panel system. That compared with the \$3,800. These are generally available, I do not know about Nova Scotia, but certainly at least from PEI to Vancouver.

Taking that system, you have now to locate that system in an area where the competition is favourable to solar—that tends to be, in this case, Prince Edward Island, where electrical rates are the highest in the country, to our understanding. Or at least they were a year ago when the study was done. Compared to electric hot water in PEI, if you install the system yourself today the thing is cost-effective based on a ten-year lifetime. It is not cost-effective in Alberta, and given the price of the best competitor, which is natural gas, one has to have a very large crystal ball to see when it ever might be. So it is very locally dependent, but those prices are ones you can get quotes on now. The PEI electric costs were 7¢ per kwh; I think we are using then the marginal cost. So it is very dependent on the competition.

• 1745

Does that answer your question?

**The Chairman:** Yes, this will help the committee. There is no doubt that in our report we will be making recommendations which may not apply to every area of Canada, and that would be a typical example.

One more short question. You said that passive solar heating is cost-effective. No problem on that. Could you illustrate to us what this would add to the cost of a home? In other words, someone is ready to purchase a small, average-sized three-bedroom bungalow. That is the sort of home you read about all the time; your average three-bedroom bungalow. I do not know how many square feet that is. I think somewhere around 1300 or 1250. What does that add to the original cost of the home? I would like to see a table comparing the cost of building that identical home with oil, electricity and solar. You can use PEI again if you wish to help the committee when it is making its report. If we think there are certain areas in Canada where

[Translation]

daient pas au chauffe-eau solaire ordinaire. Le prix de revient était majoré au départ. Faisons donc abstraction de ces \$3,800.

**Le président:** D'accord. A titre indicatif, pourriez-vous simplement nous donner une idée des coûts comparatifs—même si c'est dans la région des Maritimes? Je fais construire une maison mais vais-je choisir un chauffe-eau solaire ou un chauffe-eau alimenté au mazout ou à l'électricité? Pourriez-vous nous donner un tableau? Il n'est pas nécessaire que vous le fassiez aujourd'hui, vous pourrez nous le transmettre ultérieurement.

**M. Biggs:** D'accord. Permettez-moi d'exposer les conditions dans lesquelles un chauffe-eau solaire domestique serait rentable aujourd'hui. Je me réfère aux résultats d'une étude effectuée pour le compte des Travaux publics avec le concours du programme PUSH, mais je peux citer ces chiffres que je connais assez bien. Aujourd'hui, on peut acheter dans le commerce, chez un fabricant local, un chauffe-eau domestique pour une somme d'environ \$1,700. Un appareil standard à deux panneaux que l'on peut faire installer par le fabricant local, revient à environ \$2,500. On est loin des \$3,800. J'ignore ce qu'il en est en Nouvelle-Écosse mais on peut facilement se les procurer de l'Île du Prince-Édouard jusqu'à Vancouver.

Ensuite, il faut placer ce dispositif dans une région où le solaire est plus compétitif—en l'occurrence, ce sera à l'Île du Prince-Édouard où les tarifs d'électricité sont, à notre connaissance, les plus élevés du pays. Du moins, c'était le cas il y a un an, au moment de l'étude. Comparé au chauffe-eau électrique, le système est aujourd'hui rentable à l'Île du Prince-Édouard, si vous l'installez vous-même et que sa durée de vie est de dix ans. Il n'est pas rentable en Alberta et, compte tenu du prix de l'énergie la plus compétitive, c'est-à-dire le gaz naturel, il faudrait être extra-lucide pour prévoir quand il le sera, à supposer qu'il le devienne. Cela dépend donc énormément de l'emplacement mais on peut maintenant avancer ces prix. À l'Île du Prince-Édouard, l'électricité coûtait 7c. du kilowatt-heure; je crois qu'il s'agit dans ce cas du coût marginal. Cela dépend donc énormément de la concurrence.

Cela répond-il à votre question?

**Le président:** Oui, ce sera utile au comité. Dans notre rapport, nous allons incontestablement présenter des recommandations qui ne s'appliqueront sans doute pas à toutes les régions du Canada, et ce serait un cas typique.

Une brève question pour terminer. Vous dites que le chauffage solaire passif est rentable. C'est une chose certaine. Pouvez-vous nous dire, à l'aide d'un exemple, de combien serait majoré le prix de revient d'une maison? Autrement dit, prenons le cas de quelqu'un qui est prêt à acheter un bungalow petit ou moyen de trois chambres à coucher. C'est le type de maison dont on entend constamment parler; j'ignore quelle est la superficie de ce bungalow moyen de trois chambres à coucher, mais ce devrait être de l'ordre de 1250 à 1300 pieds carrés. De combien est alors majoré le prix de la maison? Je voudrais voir un tableau comparatif des coûts de construction de cette même maison selon qu'elle est chauffée au mazout, à

## [Texte]

solar heating should be encouraged more and more, we will need figures like this to come to our conclusions.

**Mr. Biggs:** Your question is in one way an easier one to answer and in one way a more difficult one to answer. The reason we are able to quote things fairly cleanly about domestic hot water is that it is a well-defined use and a fairly well-defined system. Systems that produce about 50 per cent of your hot water tend to be sort of the optimum for cost-effectiveness in Canada. When you get into the passive area, which implies good energy-conserving design at the same time, you have to ask yourself how much, how far do we go. Do we want to put in trombe walls? Are we just going to orient the glazing in the right direction, or are we going to put on insulating shutters that close automatically at night, or that are manually operated; or do we dispense with them and put on triple glazing?

So it is something we do not have a firm handle on now. The Division of Building Research at the council is attempting to get a handle on what the energy effectiveness is of various of these alternatives. In other words, how effective is triple glazing compared to double glazing? What do you get for it if you put on a shutter? What is the benefit of a window facing south compared to the disbenefit of a window facing north? So, it is a more difficult question to answer.

I guess an additional reason for its difficulty is that solar is not like oil-fired heating. When you walk into a dealer you say, give me an oil-fired heater to heat my house. When you walk into a solar supplier he says, would you like to supply 90 per cent of your heat, or will that be 80 per cent, or will that be 70 per cent? It has different economic trade-offs; in fact, there is an optimum. One obviously gets to the point of diminishing returns. So one does not necessarily know how large to carve the solar system until you factor in the economics. That is why the earlier question about how to separate a scientist from an economist is difficult because we have not been able to separate them either.

**The Chairman:** Perhaps we could have Mr. Clay, our project manager, get in touch with you and decide on some kind of table that would be of use to the committee. If 50 per cent solar heating is the most cost-effective, fine; or 60 per cent or whatever. You may come to a point where, as you say, if you go to 90 per cent it would cost too much. As well, there may be no possibility of reaching 90 per cent.

**Mr. Biggs:** We get into the diminishing returns problem. But to give you slightly more straightforward answer to your question, one would suspect that the order of 10 per cent to the building cost—not to the land plus building cost, but to the building cost—would probably be of the order or magnitude

## [Traduction]

l'électricité ou à l'énergie solaire. Vous pouvez prendre le cas de l'Île du Prince-Édouard, si vous voulez, ce qui aiderait le comité au moment où il rédigera son rapport. Pour juger si le chauffage solaire devrait être de plus en plus encouragé dans certaines régions du Canada, il nous faut des chiffres comme ceux-ci.

**M. Biggs:** Il est à la fois plus simple et plus facile de répondre à votre question. Si nous sommes à même d'avancer des chiffres assez précis sur les chauffe-eau domestiques, c'est parce que l'appareil aussi bien que son usage sont bien définis. Ces appareils, qui produisent environ la moitié de votre eau chaude, constituent en quelque sorte l'optimum de rentabilité au Canada. S'agissant de l'énergie passive, qui suppose que le dispositif soit également étudié en fonction de la conservation d'énergie, il faut se demander jusqu'où on veut aller. Installera-t-on des murs Trombe? Va-t-on simplement orienter les panneaux de verre dans la bonne direction ou va-t-on installer des volets isolants à fermeture manuelle ou automatique pour la nuit; ou encore va-t-on s'en passer et se contenter d'installer des vitres à trois épaisseurs?

Ce sont des choses qu'on ne contrôle pas très bien actuellement. La division du Conseil qui s'occupe de la recherche en bâtiment cherche à déterminer quelle est la rentabilité énergétique de ces diverses solutions. Autrement dit, dans quelle mesure il est plus rentable d'avoir trois épaisseurs de vitre plutôt que deux? Que gagne-t-on en installant un volet? Quel est l'avantage d'une fenêtre orientée au sud par rapport aux inconvénients d'une fenêtre orientée au nord? C'est donc une question à laquelle il est plus difficile de répondre.

De plus, ce qui ajoute à la difficulté, c'est que le chauffage solaire diffère du chauffage au mazout. Quand vous allez au magasin, vous demandez une chaudière à mazout pour chauffer votre maison. Pour le solaire, le distributeur vous demande si vous allez en tirer 70, 80 ou 90 p. 100 de votre chauffage. Du point de vue de la rentabilité, les avantages et les inconvénients sont différents; en fait, il existe un optimum. Il existe naturellement un seuil à partir duquel les bénéfices diminuent. On ne sait donc pas forcément quelle part faire au solaire tant qu'on ne fait pas entrer la rentabilité en ligne de compte. Voilà pourquoi il était difficile de répondre à la question de tout à l'heure sur la manière dont on distingue un scientifique d'un économiste. Car nous n'avons pas été capables non plus de faire la distinction.

**Le président:** Nous pourrions sans doute demander à notre directeur de projets, M. Clay, de se mettre en rapport avec vous pour que vous vous entendiez sur la nature du tableau qui vous serait utile. Si la moitié du chauffage assuré par énergie solaire est ce qu'il y a de plus rentable, c'est bien; ou 60 p. 100, ou n'importe quel autre chiffre. On peut arriver au point où, comme vous l'avez dit, un chauffage à 90 p. 100 revient trop cher. Par ailleurs, il n'est peut-être pas possible d'atteindre 90 p. 100.

**M. Biggs:** On se heurte au problème de la baisse de rentabilité. Cependant, pour répondre de manière un peu plus directe à votre question, on peut penser que pour équiper une maison d'un système de chauffage solaire passif, la dépense serait de l'ordre de 10 p. 100 des coûts de construction—les coûts de



[Text]

that one might consider for a good passive energy-conserving home. I can direct Mr. Clay to some recent literature where there has been an attempt made to optimize the portion one puts into energy conservation as compared to passive in a new home in order to reach that point.

• 1750

I guess going that far probably yields you the order of, perhaps, 50 per cent savings. Now, these are very ballpark numbers. Those 50 per cent savings probably represent a payback time for that solar system of a few to five years—again, very fuzzy numbers. However, we are not talking about 50 years' payback, nor are we talking about six months' payback.

**The Chairman:** No. Well, we may end up going to P.E.I. We may find two identical homes, one with some percentage solar heated and one completely on oil or electricity, and ask these people what it costs.

Mr. Clay and, I believe, Miss Myers had some questions.

**Mr. Clay:** Okay. Mr. Aldwinckle, you mentioned the problem of the durability of solar systems. You observe, for example, that a roof-bonded system obviously should last at least as long as the roof itself. Do you presently have enough reliable information to advise builders and home buyers as to system life expectancies?

**Mr. Aldwinckle:** No, I do not think we do have. This is a thing I had intended to make clear in my remarks, that we do not have. We do not have enough information on reliability and durability of components or of systems.

In fact, there is a possibility that in order to get the costs down by using less expensive materials, such as plastics, for example, you would better to put up a light-weight, relatively cheap plastic collector, which would be lower performance perhaps than the copper or aluminum one with glass, and replace it every five or six years. That might be a more cost-effective way than going for the expensive one that is going to last for 10 or 20 years. So we do not know what the answer is yet.

I will not be the least bit surprised in the second generation of systems to see a lot of fiberglass or a lot of plastics. I think if you are really going to get the costs down, it is going to have to be that way. As I say, you may sacrifice a bit in performance but gain a bit in cost-effectiveness.

**Mr. Clay:** So there is a trade-off there which . . .

**Mr. Aldwinckle:** There are trade-offs there. We do not really know what the answers are yet. Partly it is time and it is partly that the systems just have not been tested yet, but the answer to your question is we are not satisfied we know enough about it yet. This is part of the R and D program, to find out.

[Translation]

construction et non pas le terrain plus les coûts de construction. Je peux demander à M. Clay de se référer à certains documents récents dans lesquels on a cherché à déterminer la part optimum de la conservation d'énergie par rapport à l'énergie passive dans une maison neuve, de manière à atteindre ce seuil.

Je crois qu'en allant aussi loin, les économies sont sans doute de l'ordre de 50 p. 100. Il s'agit de chiffres très approximatifs. Pour réaliser une économie de 50 p. 100, il faut vraisemblablement amortir ce système solaire sur une période pouvant aller jusqu'à 5 ans—là encore, les chiffres sont très flous. Néanmoins, l'amortissement ne s'étale pas sur 50 ans, ni sur six mois.

**Le président:** Non. Nous finirons peut-être par nous retrouver à l'Île du Prince-Édouard. Nous trouverons peut-être deux maisons identiques, l'une partiellement chauffée à l'énergie solaire et l'autre totalement chauffée à l'électricité ou au mazout. Et nous demanderons aux occupants, combien cela leur coûte.

M. Clay, ainsi que Mlle Myers, je crois, voulaient poser des questions.

**M. Clay:** En effet. Monsieur Aldwinckle, vous avez évoqué le problème de la durabilité des systèmes solaires. Vous avez fait remarquer, par exemple, qu'un système installé sur un toit devait évidemment durer aussi longtemps que le toit lui-même. Avez-vous actuellement suffisamment de renseignements auxquels vous pouvez vous fier, pour conseiller les constructeurs et les futurs propriétaires sur la durée de vie du système?

**M. Aldwinckle:** Non, je ne crois pas. J'avais l'intention de le signaler. Nous n'avons pas suffisamment de renseignements sur la fiabilité et la durabilité des éléments ou des systèmes.

En fait, il est possible de réduire les coûts en utilisant des matériaux moins chers comme le plastique, et il est préférable d'installer un collecteur en plastique, léger et relativement bon marché, dont le rendement serait sans doute inférieur à un collecteur de cuivre ou d'aluminium et de verre, et de le remplacer tous les cinq ou six ans. C'est peut-être plus rentable que d'installer celui qui coûte le plus cher et qui durera dix ou vingt ans. Nous ignorons donc, pour l'instant, quelle est la solution.

Je ne serais pas du tout surpris que la deuxième génération de systèmes comporte énormément de fibre de verre ou de plastique. Si l'on veut vraiment abaisser les prix de revient, c'est ce qu'il faut faire. Je le répète, le rendement risque d'en pâtir un peu, mais on y gagnera en rentabilité.

**M. Clay:** Il y a donc là un équilibre qui . . .

**M. Aldwinckle:** Il y a là un équilibre. Nous ne savons pas encore vraiment quelles sont les solutions. C'est en partie une question de temps, et c'est également dû au fait que les systèmes n'ont pas encore été éprouvés; cependant, la réponse à votre question est que nous ne sommes pas encore convaincus d'en savoir suffisamment. C'est précisément le but du programme de recherche et de développement.



[Texte]

**Mr. Clay:** Related to that, the NRC has had instrumented a series of homes across Canada in various climatic regions and with various systems, presumably to determine some of these factors, efficiencies of the systems, their cost-effectiveness, durability and so forth. How long do you think you will have to monitor these systems before you get a sufficient amount of reliable data to make these types of recommendations or judgments?

**Mr. Aldwinckle:** Our agreement with the owner is for five years. We have the right to monitor it for five years. Now, in the case of some systems, they have performed sufficiently poorly that we have all the information we need after two years and are, therefore, going to stop. Monitoring is an expensive business; it is an expensive business to get the data, to analyse it and to use it. So it is going to vary from system to system, but our agreement with the owners, in each case, is that we have the right to monitor it for five years.

**Mr. Clay:** Is that a sufficient length of time to get the reliable data you need?

**Mr. Aldwinckle:** Well, we think it is, yes. We think it is. We think things will be settled down in five years. There is always the option, of course, that, if we want to go on further, we would renegotiate some sort of agreement. I must say that, in general, the owners—and I am talking about industrial owners, too—have been enormously co-operative.

I was down recently for the opening of an installation in Brantford, Ontario—Workwear Limited. They actually rent work uniforms, and this is the laundry where they wash them. Although it is costing them money, they have taken an enormous interest in energy conservation and an enormous interest in solar. I imagine with that company we might go on longer, because they are really doing it not just as an economic thing but almost as a research project for us.

• 1755

I think it will vary from installation to installation.

**Mr. Clay:** So probably several years are required yet to reach the stage of being able to advise building contractors?

**Mr. Aldwinckle:** That is right. It is one of the things I said would take several years. This is a regretful thing to us, because we know people want the information sooner and we would like to get it out sooner. We have been generalizing very much with the committee because we do not have all the information we would like to have to be more definite. We have been generalizing very, very much. Really a lot of it is based on opinion and we do not have the scientific facts behind us to be more precise.

**Mr. Clay:** My last question deals with a clarification of the notes you have here describing the potential impact of retrofitting homes with passive solar heating. The estimates mentioned here are that if 20 per cent of pre-1980 houses were retrofitted, that would lead to something on the order of a 1 per cent reduction in Canada's energy demand compared to

[Traduction]

**M. Clay:** A ce propos, le CNR a équipé de divers systèmes une série de maisons dans différentes régions climatiques, d'un bout à l'autre du Canada, dans le but vraisemblablement de déterminer certains de ces facteurs, l'efficacité des systèmes, leur rentabilité, leur durabilité et ainsi de suite. Combien de temps cela va-t-il durer avant que vous disposiez d'un ensemble suffisant de données qui vous permettraient à coup sûr de présenter des recommandations ou des jugements de ce genre?

**M. Aldwinckle:** Le contrat passé avec le propriétaire est de cinq ans. Nous avons le droit de surveiller cela pendant 5 ans. Cependant, dans le cas de certains systèmes, le rendement est déjà si mauvais que nous avons tous les renseignements voulus au bout de deux ans, de sorte que nous allons y mettre un terme. Ces expériences coûtent cher; le rassemblement des données, leur analyse et leur utilisation coûtent cher. Cela variera donc d'un système à l'autre, mais en vertu de l'accord passé avec les propriétaires, nous avons le droit de faire des contrôles pendant 5 ans dans chacun des cas.

**M. Clay:** Est-ce suffisant pour obtenir les données dont vous avez besoin sans risque de vous tromper?

**M. Aldwinckle:** Oui, nous le croyons. Nous pensons que les choses se seront stabilisées dans cinq ans. Si nous voulons prolonger l'expérience, il sera toujours possible, évidemment, de renégocier un accord. Je dois dire que, dans l'ensemble, les propriétaires—et je parle également des propriétaires d'entreprises—se sont montrés extrêmement coopératifs.

Je me suis récemment rendu à Brantford, en Ontario, pour l'inauguration d'une installation—il s'agissait de Workwear Limited. Ils louent des uniformes de travail, et il s'agissait de la verie où ils les nettoient. Bien que cela leur coûte de l'argent, ils ont manifesté un énorme intérêt pour la conservation de l'énergie de même que pour l'énergie solaire. Il se pourrait que l'expérience dure plus longtemps avec cette société car, en réalité, elle ne le fait pas simplement pour des raisons économiques mais presque comme un projet de recherche en notre nom.

Je pense que cela variera d'une installation à l'autre.

**M. Clay:** Il faudra donc attendre plusieurs années avant d'être en mesure de conseiller les entrepreneurs de construction, n'est-ce-pas?

**Mr. Aldwinckle:** Effectivement. C'est une des choses qui, je l'ai dit, devrait durer plusieurs années. C'est regrettable pour nous car nous savons que les gens ont besoin d'être renseignés plus rapidement et nous voudrions être en mesure de le faire. Nous avons été très vagues dans les réponses que nous avons données au comité car nous n'avons pas tous les renseignements que nous voudrions pour être plus précis. Nous avons énormément généralisé. En fait, nous nous sommes basés sur des jugements mais nous n'avons pas le recours de faits scientifiques pour être plus précis.

**M. Clay:** Pour terminer, je voudrais que vous expliquiez les notes qui se trouvent ici et qui parlent des conséquences éventuelles que pourrait avoir le fait de réaménager les maisons pour y installer le chauffage solaire passif. D'après les chiffres cités ici, si l'on réaménageait 20 p. 100 des maisons construites avant 1980, on réduirait d'environ 1 p. 100 la

[Text]

what it would otherwise be. Did you select the figure of 20 per cent because that is basically the number of homes which would probably be properly oriented and so on to take advantage of that type of retrofitting?

**Mr. Biggs:** No. May I answer this?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Biggs:** We selected the 20 per cent because it corresponded to a 1 per cent reduction, and that corresponded to the 50 per cent of new home penetration. Really it was selected to raise the point that looking at our existing building stock is extremely important because we need to get a much smaller penetration of our existing building stock, because of the slow turnover of building units, to get the same energy impact. So it was quite arbitrary. If you want to make it 10 per cent, then it is 0.5 per cent. The 20 per cent probably represents the low end of the possible penetration, because certainly, on the average, 40 per cent or 50 per cent of the homes are probably oriented in the right direction and are unobscured by trees and other buildings and that sort of thing. So it was arbitrary; really a comparison to the new building stock number.

**Mr. Aldwinckle:** Just following up on that, work has been done, quite inadvertently, really, in photo survey work. The company that did it realized, when they started looking at this photo survey of various cities, that they had good data to make an estimate of the number of homes which were well oriented for making use of it. As Dr. Biggs said, it certainly could be more than 20 per cent, based on photo-survey interpretation.

**Mr. Clay:** When you say possible penetration, Dr. Biggs, are you implying that could be accomplished at a reasonable cost to the homeowner, or do you foresee that type of retrofitting would require some sort of financial incentive for homeowners who enter into it?

**Mr. Biggs:** In the passive area, certainly that sort of retrofitting would be cost effective. But we still run into the problem that what we are asking people to do is lay out considerable sums of money with the option of having that paid back over a long period of time. So we are in the negative mortgage business from the point of view of the consumer.

It is the same problem with the new residential development, as Bob Aldwinckle pointed out. The developer is having problems because even though he only adds 10 per cent to his cost, the mortgage value of that house is not accelerated or increased by 10 per cent, so in fact either the purchaser or the developer somehow has to swallow that additional front-end cost.

So again it is a front-end cost problem. We can lick the problem of providing the money initially. It eventually will come trickling back. But it is a front-end costing problem. But certainly the cost-effectiveness is attractive.

**Mr. Clay:** Over a sufficiently long period.

**Mr. Biggs:** Over a 5 to 10 year period, yes.

**Mr. Clay:** Thank you, Mr. Chairman.

[Translation]

demande énergétique du Canada par rapport à ce qu'elle serait autrement. Avez-vous retenu le chiffre de 20 p. 100 parce qu'il correspond au nombre de maisons suffisamment bien orientées, par exemple, pour profiter de ce type de réaménagement?

**M. Biggs:** Non. Puis-je répondre à cela?

**Le président:** Oui.

**M. Biggs:** Nous avons retenu le chiffre de 20 p. 100 parce qu'il correspondait à une réduction de 1 p. 100, c'est-à-dire qu'il correspondait à une pénétration de 50 p. 100 des maisons neuves. En fait, on l'a retenu pour montrer qu'il est extrêmement important de tenir compte des bâtiments qui existent puisque, dans ce cas, il nous faut une pénétration nettement inférieure pour obtenir les mêmes résultats du point de vue énergétique. C'était donc tout à fait arbitraire. Il faut 9.5 p. 100 pour atteindre 10 p. 100. Les 20 p. 100 représentent sans doute le minimum de pénétration possible car il est certain qu'en moyenne, 40 ou 50 p. 100 des maisons sont probablement orientées dans la bonne direction et ne sont pas obscurcies par des arbres ou d'autres bâtiments. C'était donc arbitraire; il s'agissait en fait d'une comparaison par rapport au nombre de constructions nouvelles.

**M. Aldwinckle:** Toujours à ce propos, du travail a été fait tout à fait par inadvertance au cours de prises de photos aériennes. En regardant les clichés de plusieurs villes, la société s'est aperçu qu'elle avait là des données qui lui permettaient de calculer le nombre de maisons dont l'orientation justifiait l'utilisation de ce type de chauffage. Comme l'a dit M. Biggs, ce serait sûrement plus de 20 p. 100, à en juger par l'interprétation des photos aériennes.

**M. Clay:** Lorsque vous parlez de pénétration possible, M. Biggs, voulez-vous dire que cela pourrait se faire sans que le propriétaire paie trop cher, ou bien pensez-vous que ce type de réaménagement exigerait qu'on aide financièrement les propriétaires qui veulent s'équiper?

**M. Biggs:** En ce qui concerne le chauffage passif, il est certain que ce genre de réaménagement serait rentable du point de vue coût. Cependant, nous nous heurtons encore au problème qui consiste à demander aux gens de déboursier énormément d'argent, avec la possibilité d'un remboursement échelonné sur une longue période. Du point de vue du consommateur, cela revient donc une hypothèque négative.

Le problème est identique avec la construction de nouvelles maisons, comme Bob Aldwinckle, l'a fait remarquer. Le promoteur a des difficultés car même si cela n'ajoute que 10 p. 100 à son prix de revient, la valeur hypothécaire de cette maison n'en est pas majorée dans la même proportion de sorte que l'acquéreur ou le promoteur doit absorber ce coût initial supplémentaire.

C'est donc encore une fois un problème de mise de fonds. Nous pouvons assurer le financement initial. Peu à peu, l'argent finira par nous être remboursé. Mais le problème est celui de la mise de fonds. Quoi qu'il en soit, la rentabilité est un atout.

**M. Clay:** Sur une période suffisamment longue.

**M. Biggs:** Sur une période allant de 5 à 10 ans, oui.

**M. Clay:** Merci, monsieur le président.



[Texte]

**The Chairman:** Mrs. Myers.

**Mrs. Myers:** I just have one question. It follows along the line of questioning Mr. Clay was on and deals with your assessment of the potential impact of solar on the Canadian energy budget by a given date. I just wonder if, maybe not today, but again, as the Chairman was saying for the committee, you could give us a little more detail than is the notes on how you arrived at those figures; for instance, that your domestic hot water could provide 1.5 per cent of Canada's energy use. You have noted the assumptions were 100 per cent penetration of the market. I would like a little more idea of how realistic that assumption is and to what date you are assuming 100 per cent penetration, and the same would go . . .

• 1800

**Mr. Aldwinckle:** We would be pleased to do that, if you realize these are potentials that we are dealing with. They are not probables because they depend on a whole lot of things, but yes, we would be pleased to give you the calculations. It is a fairly simple one, of course.

**Mrs. Meyers:** But just for our records.

**Mr. Biggs:** Perhaps we could arrange to get together some time in the near future.

**Mrs. Meyers:** Thank you. That is the only question I have.

**The Chairman:** Are there other questions? If not, I would like to thank our witnesses, Mr. Aldwinckle, Mr. Biggs, Mr. Simpson, for a very informative session. I am sure we will be calling on you again before our study is completed. Thank you very much.

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, before . . .

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Portelance:** . . . you adjourn, did you ask to have the presentation made?

**The Chairman:** Yes, we did, Mr. Portelance. We will now adjourn this meeting until Tuesday. Thank you.

[Traduction]

**Le président:** Madame Myers.

**Mme Myers:** Une seule question qui rejoint celles de M. Clay; il s'agit de l'incidence éventuelle du chauffage solaire sur le budget énergétique du Canada dans un délai donné. Peut-être pas aujourd'hui mais ultérieurement, comme l'a dit le président, pourriez-vous nous donner un peu plus de détails qu'il n'y en a dans les notes sur la manière dont vous êtes arrivés à ces chiffres; par exemple, l'installation de vos chauffe-eau domestiques conviendrait à 1.5 p. 100 des besoins énergétiques du Canada. Vous avez indiqué que cela se fondait sur l'hypothèse d'une pénétration totale du marché. Je voudrais savoir dans quelle mesure cette hypothèse est réaliste et à quelle date une pénétration totale serait réalisée et la même chose vaut . . .

**M. Aldwinckle:** Nous le ferons avec plaisir mais vous devez comprendre qu'il s'agit là de potentialités. Ce ne sont pas des probabilités car cela dépend d'innombrables facteurs; quoi qu'il en soit, nous vous communiquerons ces calculs avec plaisir. C'est assez simple, évidemment.

**Mme Meyers:** C'est simplement à titre indicatif.

**M. Biggs:** Nous pourrions peut-être nous rencontrer prochainement.

**Mme Meyers:** Merci. C'était la seule question que j'avais.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions? Sinon, je voudrais remercier nos témoins, M. Aldwinckle, M. Biggs et M. Simpson, qui ont contribué à rendre cette séance très instructive. Je suis sûr que nous ferons encore appel à vous avant la fin de notre étude. Merci beaucoup.

**M. Portelance:** Monsieur le président, avant . . .

**Le président:** Oui.

**M. Portelance:** . . . que vous leviez la séance, avez-vous demandé que l'exposé soit présenté?

**Le président:** Oui, nous l'avons fait, monsieur Portelance. Nous allons maintenant lever la séance jusqu'à mardi. Merci.





APPENDIX "AEEA-5"



National Research  
Council Canada

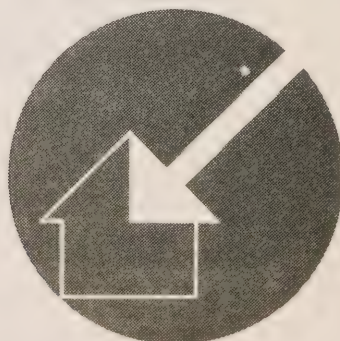
Conseil national  
de recherches Canada

# SOLAR ENERGY PROGRAM

PRESENTATION  
TO THE  
SPECIAL COMMITTEE ON  
ALTERNATIVE ENERGY  
AND  
OIL SUBSTITUTION

9 JULY 1980

Solar Energy Project



## SOLAR ENERGY



1. THE RESOURCE.
2. THE USE.
3. THE PRO'S & CON'S.
4. THE PROBLEMS - THE RESOURCE.
5. THE PROBLEMS - HARDWARE.
6. THE PROBLEMS - NON-TECHNICAL.
7. PASSIVE SOLAR APPLICATIONS.
8. PASSIVE SOLAR HEATING.
9. ACTIVE SOLAR SYSTEMS.
10. SWIMMING POOL HEATING.
11. DOMESTIC HOT WATER.
12. INDUSTRIAL PROCESS HEAT.
13. AGRICULTURAL APPLICATIONS.
14. SPACE HEATING.
15. PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS.
16. SUMMARY.



## SOLAR ENERGY



### THE RESOURCE

- FREE
- INEXHAUSTIBLE
- NON-POLLUTING
- INTERMITTENT - DAILY, SEASONALLY, RANDOMLY
- UNCONTROLLABLE
- GEOGRAPHICALLY DISPERSED
- DILUTE
- SUFFICIENTLY DENSE FOR EXPLOITATION

## SOLAR ENERGY



### THE USE

- FOR HEATING - SWIMMING POOLS
  - DOMESTIC WATER
  - INDUSTRY
  - AGRICULTURE
  - SPACE
- FOR ELECTRICITY - PHOTOVOLTAIC
  - HEAT ENGINE
- FOR FUEL - HYDROGEN
  - PETROLEUM RECOVERY

## SOLAR ENERGY



### THE PROS & CONS

#### PROS

- NON-POLLUTING
- AVAILABLE NEAR POINT-OF-USE
- MOST INSTALLATIONS SMALL, INDIVIDUAL
- AFFORDS DEGREE OF ENERGY INDEPENDENCE
- LOCAL JOB CREATION
- INDUSTRY HAS EXPORT POTENTIAL
- DISPLACES OFF-SHORE OIL
- BALANCE-OF-PAYMENTS ADVANTAGES

#### CONS

- HIGH INITIAL COST
- MATERIAL INTENSIVE
- COLLECTORS MAY REQUIRE DEDICATED LAND
- REFLECTION FROM COLLECTORS POTENTIAL HAZARD



## SOLAR ENERGY



### THE PROBLEMS - THE RESOURCE

#### DILUTE

- ⇒ LARGE COLLECTION AREAS
- ⇒ FRONT-END COSTS HIGH
- ⇒ R & D THRUST TOWARDS COST REDUCTION
- ⇒ R & D THRUST ON PERFORMANCE IMPROVEMENT

#### INTERMITTENT

- ⇒ NON-CRITICAL APPLICATIONS
- ⇒ HEAT REQUIREMENT MATCHES AVAILABILITY
- ⇒ STORAGE PART OF SYSTEM
- ⇒ BACK-UP WITH CONVENTIONAL FUEL
- R & D CONCENTRATION ON SYSTEMS

## SOLAR ENERGY



### THE PROBLEMS - HARDWARE

#### FIRST GENERATION

- SIMPLE TECHNOLOGY
  - SENSITIVE TO DESIGN
  - COMPONENTS NEED STANDARDIZING
  - INSTALLATION TECHNIQUES NEED IMPROVING
  - COMPONENT DURABILITY AND RELIABILITY UNPROVEN
  - SEVERAL SEASONS REQUIRED TO GET DATA
- R & D ATTENTION TO DETAILS
- EMPHASIS ON TESTING & STANDARDS
- IMPROVED MONITORING

#### SECOND GENERATION

- UNDER DEVELOPMENT

## SOLAR ENERGY



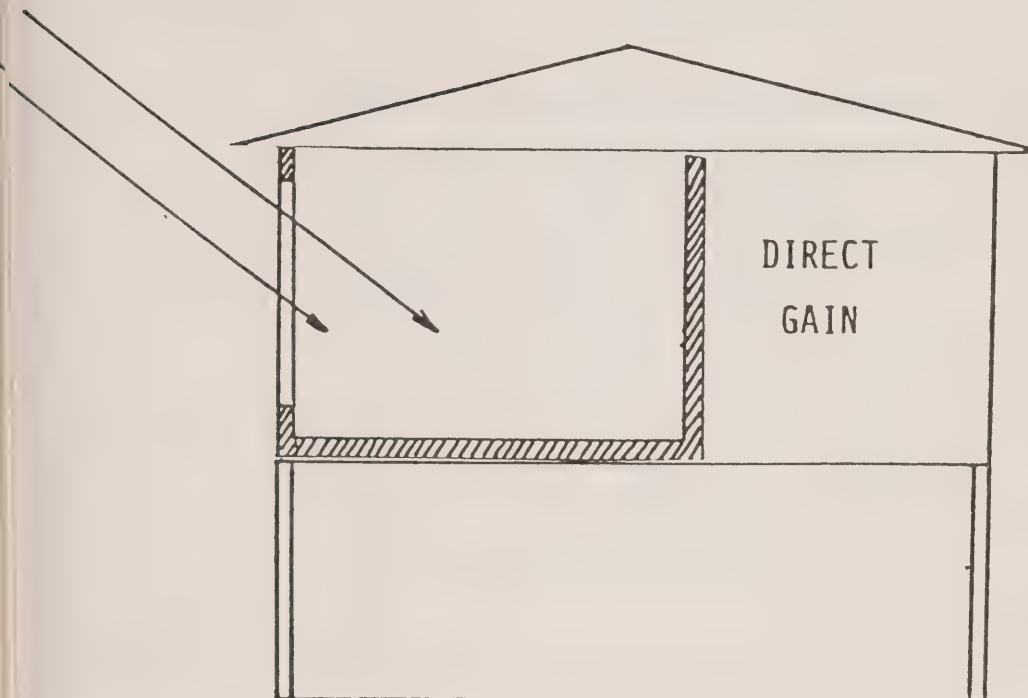
### THE PROBLEMS - NON-TECHNICAL

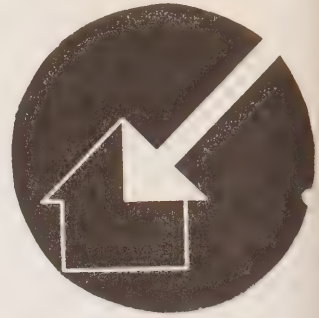
- LOW COST OF CONVENTIONAL FUELS
- EXPENSIVE FINANCING OF FRONT-END CAPITAL
- UNFAVOURABLE TAX STRUCTURE
- LACK OF UTILITY INVOLVEMENT
- LACK OF CONSUMER PROTECTION
- LACK OF PUBLIC AWARENESS
- LACK OF "RIGHT-TO-LIGHT" LEGISLATION
- LACK OF MUNICIPAL BYLAWS
- PLURALITY OF RESPONSIBILITY



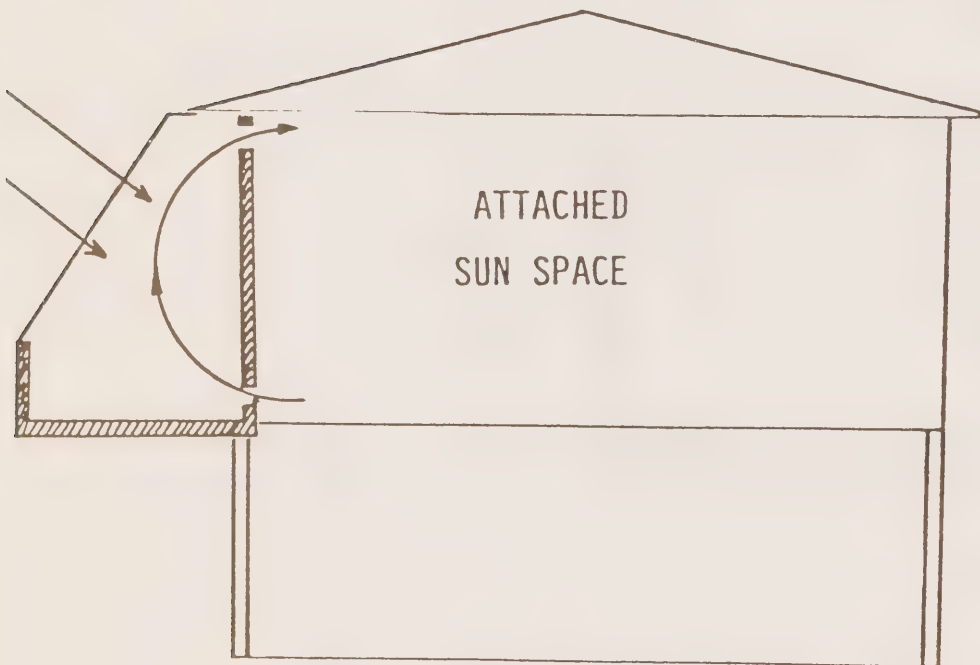


## TYPICAL PASSIVE APPLICATIONS





## TYPICAL PASSIVE APPLICATIONS



## SOLAR ENERGY APPLICATION



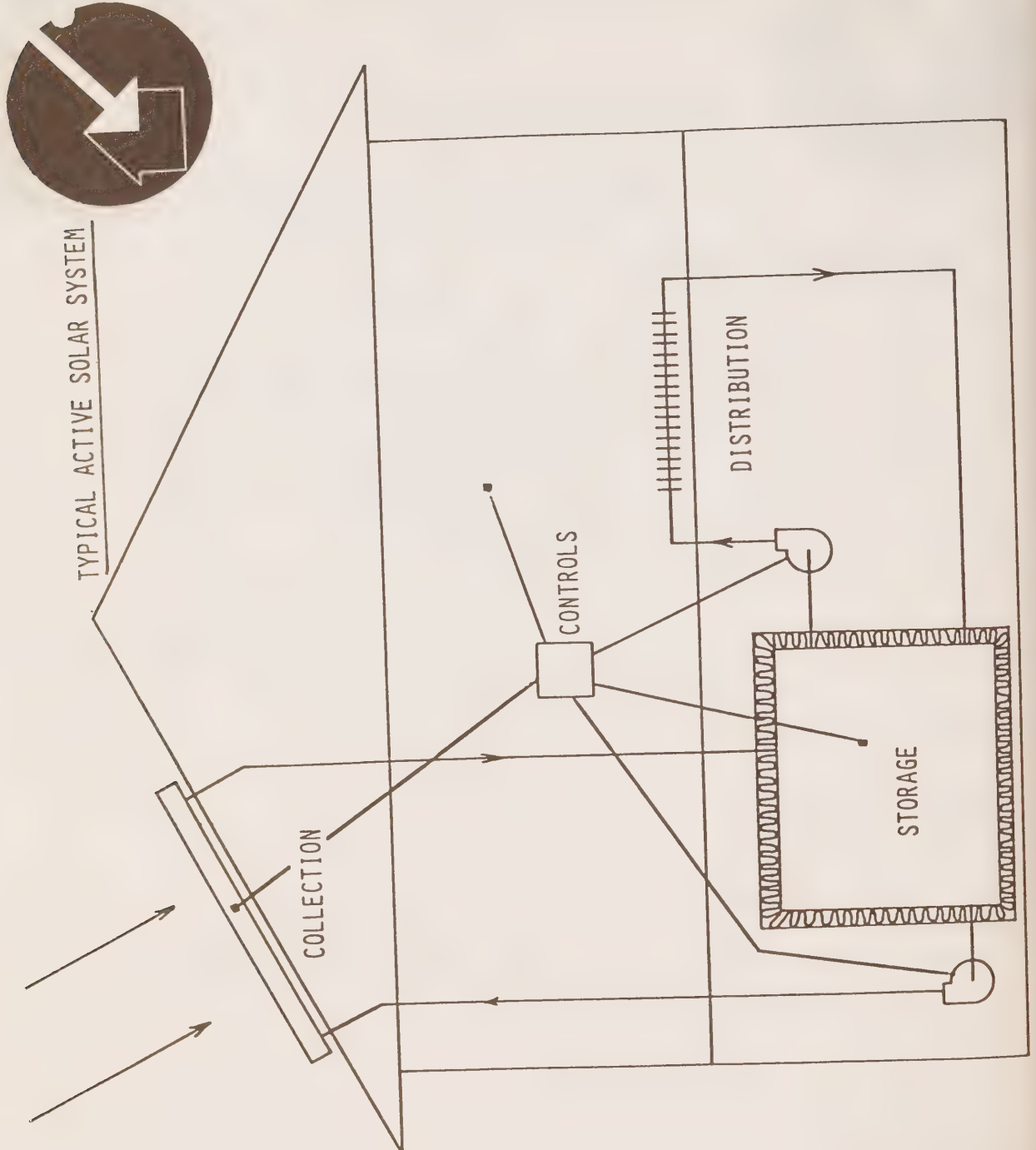
### PASSIVE SOLAR HEATING

- EXTENSION OF ENERGY CONSERVING DESIGN
- LOW GRADE HEAT REQUIREMENT  $< 40^{\circ}\text{C}$
- NORMAL (OR MODIFIED) BUILDING COMPONENTS
- TECHNOLOGY WELL-DEVELOPED
- COST-EFFECTIVE NOW (WITH PROPER DESIGN)
  
- DOCUMENTATION & PROMULGATION NEEDED
- COMPONENT DEVELOPMENT REQUIRED

### POTENTIAL IMPACT

- 50% OF NEW RESIDENTIAL CONSTRUCTION
  - $\Rightarrow$  1% OF NATIONAL ENERGY USE IN 2000
- 20% OF PRE 1980 HOUSES - RETROFIT
  - $\Rightarrow$  1% IN 2000





## SOLAR ENERGY APPLICATIONS



### SWIMMING POOL HEATING

- NATURAL APPLICATION
  - STORAGE PART OF SYSTEM
  - PUMPS PART OF SYSTEM
  - "SOLAR" NATURALLY
  - INTERRUPTIONS TOLERABLE (NON-CRITICAL)
  - WIDE ACCEPTABLE OPERATING RANGE
  - LOW GRADE HEAT REQUIREMENT  $< 30^{\circ}\text{C}$
- UNSOPHISTICATED TECHNOLOGY
- PRODUCTS AND SUPPORT INDUSTRY AVAILABLE
- FITS WITH ESTABLISHED, SPECIALTY INDUSTRY
- COST-EFFECTIVE NOW
- POTENTIAL PENETRATION VERY HIGH
- CONSUMER PROTECTION NEEDS DEVELOPMENT
- PROHIBITION OF FOSSIL FUEL USE SHOULD BE CONSIDERED
- EXPORT POTENTIAL HIGH

## SOLAR ENERGY APPLICATIONS

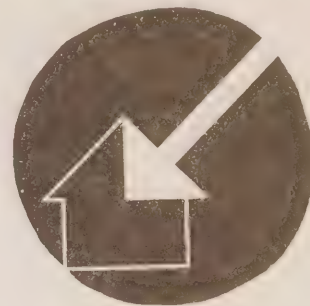


### DOMESTIC HOT WATER

- YEAR ROUND APPLICATION
- STORAGE ALREADY PART OF SYSTEM
- WIDE APPLICABILITY
- LOW-GRADE HEAT REQUIREMENT  $< 60^{\circ}\text{C}$
- PRECISE CONTROL NOT REQUIRED
- 1ST GENERATION TECHNOLOGY READY
- COST-EFFECTIVE IN LIMITED APPLICATIONS
- CONSUMER PROTECTION LACKING
- POTENTIAL IMPACT 1 1/2% OF CANADA'S ENERGY USE  
(ASSUMING 100% PENETRATION AND 50% SOLAR  
CONTRIBUTION)



## SOLAR ENERGY APPLICATIONS



### INDUSTRIAL PROCESS HEAT

- BROAD RANGE OF OPPORTUNITIES
  - DAYTIME ONLY
  - SUMMER PEAKING
  - INTERRUPTIBLE
  - STORAGE/BACK-UP AVAILABLE
  - LOW, MEDIUM, HIGH TEMPERATURE
    - E.G. WATER (PROCESS, WASHING)
    - AIR (DRYING PROCESS)
  - STORAGE/BACK-UP AVAILABLE
- ECONOMIES OF SCALE
- LOW TEMPERATURE TECHNOLOGY READY
- MEDIUM/HIGH TEMPERATURE REQUIRES DEVELOPMENT
- LIMITED COST-EFFECTIVENESS NOW
- ENERGY COST TAX WRITE-OFF IS AN IMPEDIMENT
- POTENTIAL IMPACT UP-TO 10% OF NATIONAL ENERGY BUDGET

## SOLAR ENERGY APPLICATIONS



### AGRICULTURAL APPLICATIONS

- E.G. - GREENHOUSES
- CROP DRYING
  - BARN HEATING
  - PROCESS WATER HEATING
- 
- TECHNICAL FEASIBILITY ESTABLISHED
  - PENETRATION POTENTIAL SIGNIFICANT
  - MANY HOMEBUILT SYSTEMS COST-EFFECTIVE
  - APPLICATION INFORMATION REQUIRED

## SOLAR ENERGY APPLICATIONS

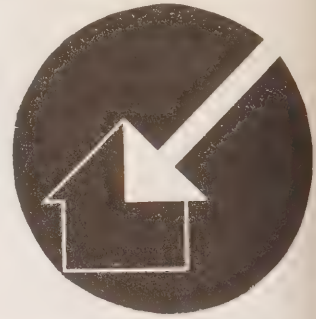


### SPACE HEATING

- HEAT REQUIREMENT OUT OF PHASE WITH SOLAR
- REQUIRES ANNUAL STORAGE OR  
LARGE AREAS OF COLLECTOR
- HIGH COST SYSTEMS
- TECHNICALLY FEASIBLE
- NOT COST-EFFECTIVE TODAY
- POTENTIAL IMPACT HIGH
- POTENTIAL TO REDUCE CANADIAN USE BY 2% OVERALL
- CENTRAL SOLAR DISTRICT HEATING UNDER STUDY



## SOLAR ENERGY APPLICATIONS



### PHOTOVOLTAIC

#### TERRESTIAL

- SOLAR P.V. PANEL TECHNOLOGY ESTABLISHED
- COSTS PER PEAK WATT HIGH - BUT DROPPING RAPIDLY
- NEW TECHNIQUES (THIN FILMS) REQUIRED FOR  
BREAK-THROUGH IN COST
- SYSTEMS VIABLE IN SPECIAL CASES
- SYSTEMS CONTROL & STORAGE NEED DEVELOPMENT
- LARGE POTENTIAL MARKET
  - EXPORTS
- NEXT GENERATION (THIN FILMS) NEEDS RESEARCH
- POTENTIAL ENERGY DISPLACEMENT NEGLIGIBLE IN  
NEXT 10 YEARS
- BUSINESS OPPORTUNITIES SIGNIFICANT

#### SPACE

- SOLAR POWERED SATELLITE



## SOLAR ENERGY

### SUMMARY

- RESOURCE INEXHAUSTIBLE, NON-POLLUTING, DISTRIBUTED
- DILUTE, INTERMITTENT, UNCONTROLABLE
- COST-EFFECTIVE FOR
  - SWIMMING POOLS
  - PASSIVE APPLICATIONS
  - DOMESTIC HOT WATER
- POTENTIAL FOR DISPLACEMENT OF OIL IMMENSE
- INSURANCE FOR FUTURE ENERGY SELF-SUFFICIENCY
- EFFECTIVE JOB CREATION SIDE-BENEFIT
- POSITIVE BALANCE-OF-PAYMENTS IMPACT
- ENVIRONMENTALLY BENIGN
  
- NEEDS
  - DEVELOPMENT OF 2ND GENERATION SYSTEMS
  - CONSUMER PROTECTION
  - LEGISLATIVE ACTIONS
  - UTILITY INVOLVEMENT
  - POLICY DIRECTION

APPENDICE «AEEA-5»



National Research  
Council Canada

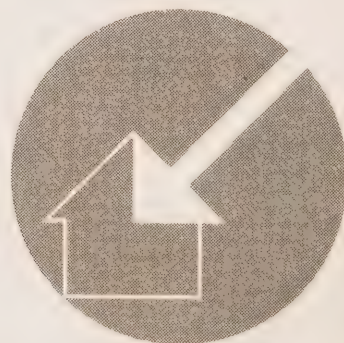
Conseil national  
de recherches Canada

# PROGRAMME: ÉNERGIE SOLAIRE

MÉMOIRE PRÉSENTÉ  
AU  
COMITÉ SPÉCIAL DE  
L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT  
DU  
PÉTROLE

LE 9 JUILLET 1980

Projet: Énergie solaire





## ÉNERGIE SOLAIRE



1. LA RESSOURCE.
2. L'UTILISATION.
3. LE POUR ET LE CONTRE.
4. LES PROBLÈMES: LA RESSOURCE.
5. LES PROBLÈMES: LA QUINCAILLERIE.
6. LES PROBLÈMES NON TECHNIQUES.
7. SYSTÈMES SOLAIRES PASSIFS.
8. CHAUFFAGE PAR EXPOSITION.
9. SYSTÈMES SOLAIRES ACTIFS.
10. CHAUFFE-PISCINE SOLAIRE.
11. CHAUFFE-EAU SOLAIRE DOMESTIQUE.
12. CHAUFFAGE INDUSTRIEL.
13. APPLICATIONS AGRICOLES.
14. CHAUFFAGE DES LOCAUX.
15. APPLICATIONS PHOTOVOLTAÏQUES.
16. RÉSUMÉ.

## ÉNERGIE SOLAIRE



### LA RESSOURCE

- GRATUITE
- INÉPUISABLE
- NON POLLUANTE
- INTERMITTENTE: JOURNALIÈRE, SAISONNIÈRE,
- INCONTRÔLABLE
- DISTRIBUÉE GÉOGRAPHIQUEMENT
- DILUÉE
- DENSITÉ PROPRE À L'EXPLOITATION

## ÉNERGIE SOLAIRE



### L'utilisation

- Chauffage - Des piscines
  - De l'eau chaude à usage domestique
  - Industriel
  - Agricole
  - Des bureaux
- Électricité - Cellule photovoltaïque
  - Machine thermique
- Combustible- -Hydrogène
  - Récupération du pétrole



## ÉNERGIE SOLAIRE



### Le pour et le contre

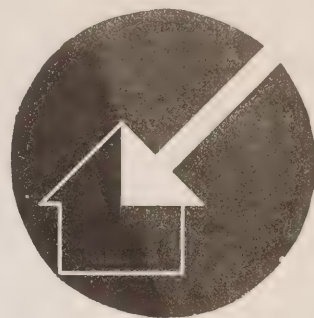
#### Le pour

- Non polluante
- Existe près du lieu d'utilisation
- La plupart des installations sont petites et individuelles
- Assure une certaine indépendance énergétique
- Création d'emplois locaux
- Possibilités d'exportation industrielle
- Remplace le pétrole importé
- Avantage sur le plan de la balance des paiements

#### Le contre

- Coût initial élevé
- Requiert beaucoup de matériaux
- Capteurs nécessiteront peut-être qu'on leur réserve certains espaces
- Réflexion des capteurs présente certains risques

## ÉNERGIE SOLAIRE



### LES PROBLÈMES — LA RESSOURCE

#### FAIBLE INTENSITÉ

- ⇒ GRANDES SURFACES DE CAPTAGE
- ⇒ COÛTS INITIAUX ÉLEVÉS
- ⇒ LA R ET D VISE À RÉDUIRE LES COÛTS
- ⇒ LA R ET D VISE À AMÉLIORER L'EFFICACITÉ

#### INTERMITTENTE

- ⇒ APPLICATIONS NON CRITIQUES
- ⇒ CHALEUR REQUISE CORRESPOND À LA CHALEUR DISPONIBLE
- ⇒ DISPOSITIF DE STOCKAGE DU SYSTÈME
- ⇒ APPOINT PAR CARBURANT CLASSIQUE
- ∴ CONCENTRATION DE LA R ET D SUR LES SYSTÈMES

## ÉNERGIE SOLAIRE



### LES PROBLÈMES — LA QUINCAILLERIE

#### PREMIÈRE GÉNÉRATION

- TECHNOLOGIE SIMPLE
- SENSITIVE TO DESIGN
- ÉLÉMENTS DOIVENT ÊTRE STANDARDISÉS
- AMÉLIORATION NÉCESSAIRE DES TECHNIQUES D'INSTALLATION
- DURABILITÉ ET FIABILITÉ DES PIÈCES NON DÉMONTRÉES
- IL FAUT ATTENDRE PLUSIEURS SAISONS POUR OBTENIR DES DONNÉES

R ET D S'ATTACHE AUX DÉTAILS

ACCENT MIS SUR L'ÉVALUATION ET LES NORMES

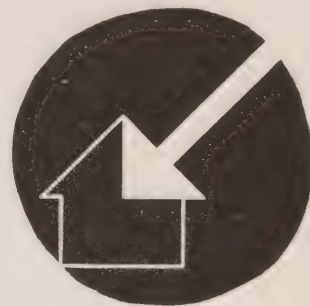
SURVEILLANCE AMÉLIORÉE

#### DEUXIÈME GÉNÉRATION

- EN DÉVELOPPEMENT



## ÉNERGIE SOLAIRE

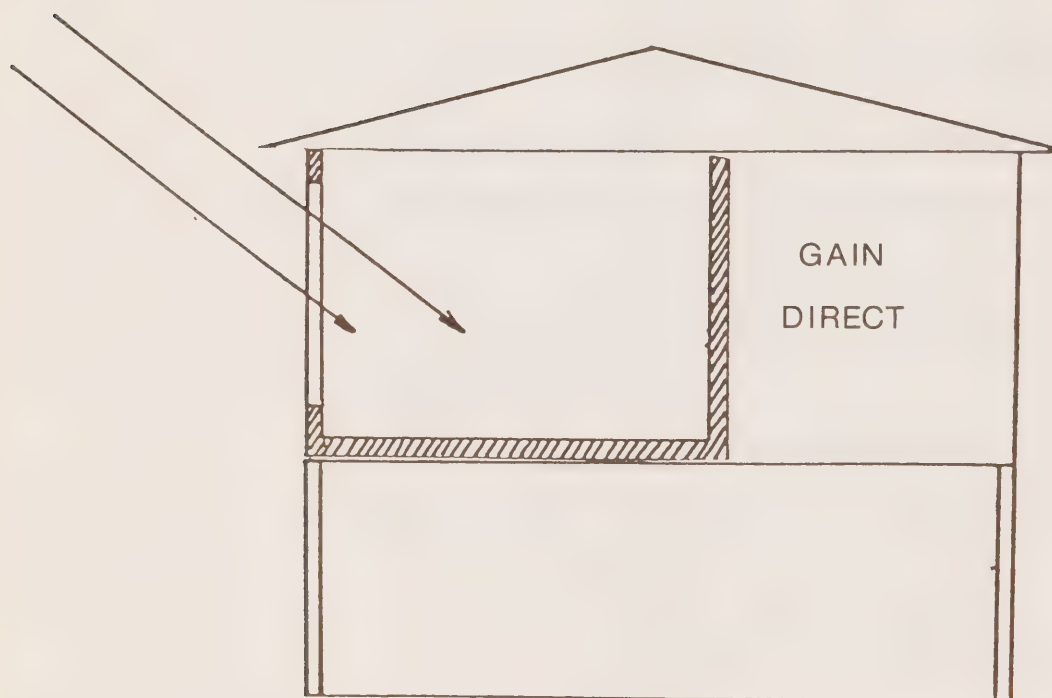


### LES PROBLÈMES — NON TECHNIQUES

- COÛT PEU ÉLEVÉ DES COMBUSTIBLES CLASSIQUES
- FINANCEMENT COÛTEUX DES PREMIÈRES MISES DE FONDS
- RÉGIME FISCAL DÉFAVORABLE
- NON-PARTICIPATION DES SERVICES PUBLICS
- PROTECTION DU CONSOMMATEUR LAISSE À DÉSIERER
- LE PUBLIC N'EST PAS AVERTI
- INEXISTENCE DE LOIS SUR LE «DROIT À LA LUMIÈRE»
- ABSENCE DE RÈGLEMENTS MUNICIPAUX
- RESPONSABILITÉS MULTIPLES

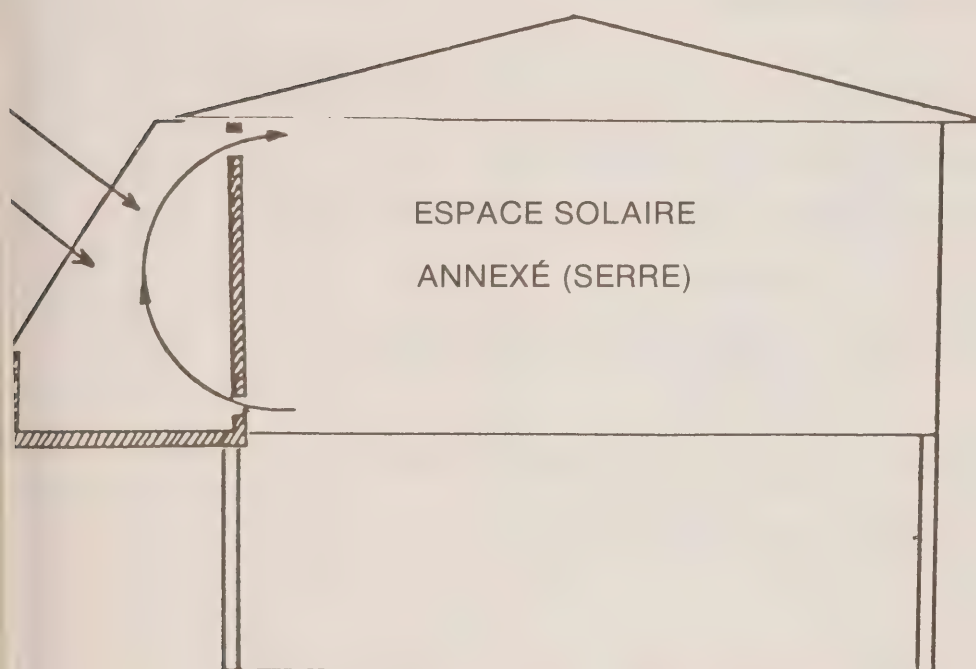


APPLICATION TYPIQUE: DISPOSITIF PASSIF





APPLICATION TYPIQUE: DISPOSITIF PASSIF





## ÉNERGIE SOLAIRE: APPLICATIONS

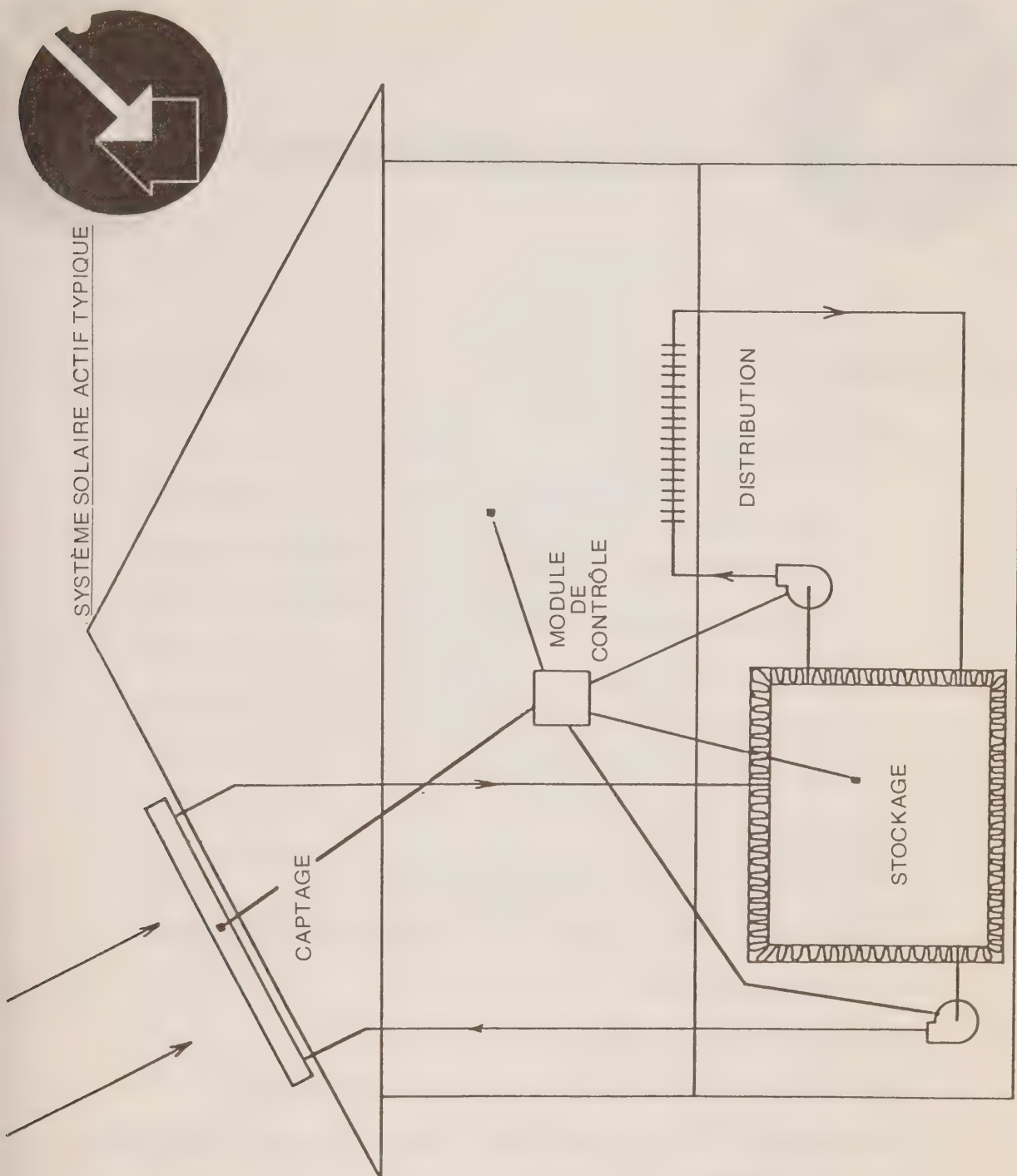


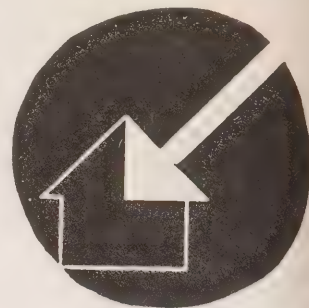
### CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF

- PROLONGEMENT DU DESIGN DE CONSERVATION D'ÉNERGIE
- CHALEUR REQUISE PEU INTENSE  $< 40^{\circ}\text{C}$
- PIÈCES DE CONSTRUCTION NORMALES (OU MODIFIÉES)
- TECHNOLOGIE AU POINT
- RENTABLE MAINTENANT (AVEC DESIGN ADÉQUAT)
  
- DOCUMENTATION ET PUBLICITÉ NÉCESSAIRES
- MISE AU POINT DE NOUVELLES PIÈCES

### IMPACT POTENTIEL

- 50% DES NOUVELLES CONSTRUCTIONS RÉSIDENTIELLES
  - ⇒ 1% DE LA CONSOMMATION NATIONALE D'ÉNERGIE EN 2000
- 20% DES MAISONS D'AVANT 1980 — RATTRAPAGE
  - ⇒ 1% EN 2000





## APPLICATIONS DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

### CHAUFFE-PISCINE SOLAIRE

- APPLICATION NATURELLE
  - DISPOSITIF DE STOCKAGE DU SYSTÈME
  - LES POMPES FONT PARTIE DU SYSTÈME
  - NATURELLEMENT CHAUFFÉE AU SOLEIL
  - TOLÈRE DES INTERRUPTIONS (NON CRITIQUES)
  - MULTIPLES FONCTIONNEMENTS ACCEPTABLES
  - CHALEUR REQUISE PEU INTENSE  $< 30^{\circ}\text{C}$
- TECHNOLOGIE SIMPLE
- PRODUITS ET SERVICES DE SOUTIEN EXISTANTS
- S'ADAPTE AUX PRODUITS INDUSTRIELS SPÉCIALISÉS EXISTANTS
- RENTABLE MAINTENANT
- POTENTIEL ÉLEVÉ DE PÉNÉTRATION DU MARCHÉ
- PROTECTION DU CONSOMMATEUR DOIT ÊTRE AMÉLIORÉE
- INTERDICTION D'UTILISER UN COMBUSTIBLE FOSSILISÉ: À CONSIDÉRER
- BON MARCHÉ ÉVENTUEL D'EXPORTATION



## ÉNERGIE SOLAIRE: APPLICATIONS



### EAU CHAUDE SANITAIRE

- APPLICABLE TOUTE L'ANNÉE
- STOCKAGE FAIT DÉJÀ PARTIE DU SYSTÈME
- NOMBREUSES APPLICATIONS POSSIBLES
- CHALEUR REQUISE PEU INTENSE  $< 60^{\circ}\text{C}$
- CONTRÔLE PRÉCIS NON REQUIS
- TECHNOLOGIE DE LA 1<sup>re</sup> GÉNÉRATION AU POINT
- RENTABLE DANS UN NOMBRE LIMITÉ D'APPLICATIONS
- ABSENCE DE PROTECTION DU CONSOMMATEUR
- IMPACT ÉVENTUEL:  $1\frac{1}{2}\%$  DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DU CANADA  
EN SUPPOSANT UNE SATURATION DU MARCHÉ À 100% ET UN APPOINT D'ÉNERGIE SOLAIRE DE 50%

## ÉNERGIE SOLAIRE: APPLICATIONS



### CHAUFFAGE INDUSTRIEL

- VASTE GAMME DE POSSIBILITÉS
  - DE JOUR SEULEMENT
  - EN PÉRIODE ESTIVALE DE POINTE
  - PEUT ÊTRE INTERROMPU
  - POSSIBILITÉ DE STOCKAGE ET D'APPOINT
  - TEMPÉRATURE: BASSE, MOYENNE, ÉLEVÉE
    - P. EX. EAU (INDUSTRIE, LAVAGE)
    - AIR (SÉCHAGE)
  - POSSIBILITÉ DE STOCKAGE ET D'APPOINT
- ÉCONOMIES D'ÉCHELLE
- TECHNOLOGIE AU POINT POUR BASSES TEMPÉRATURES
- TEMPÉRATURES MOYENNE/ÉLEVÉE PAS TOUT À FAIT AU POINT
- RENTABILITÉ IMMÉDIATE LIMITÉE
- DÉDUCTION FISCALE POUR COÛTS DE L'ÉNERGIE CONSTITUE UN OBSTACLE
- IMPACT ÉVENTUEL: JUSQU'À 10% DU BUDGET NATIONAL POUR L'ÉNERGIE

## ÉNERGIE SOLAIRE: APPLICATIONS



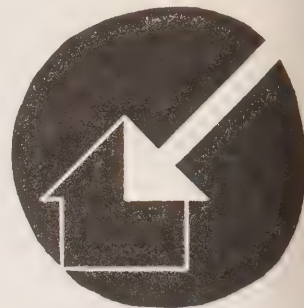
### APPLICATIONS AGRICOLES

#### P. EX. — SERRES

- SÉCHAGE DES RÉCOLTES
- CHAUFFAGE DES GRANGES
- CHAUFFAGE INDUSTRIEL
  
- FAISABILITÉ TECHNIQUE DÉMONTRÉE
- POSSIBILITÉS INTÉRESSANTES DE PÉNÉTRATION DU MARCHÉ
- NOMBREUX SYSTÈMES-MAISON RENTABLES
- NÉCESSITÉ DE RENSEIGNER SUR APPLICATIONS



## ÉNERGIE SOLAIRE: APPLICATIONS



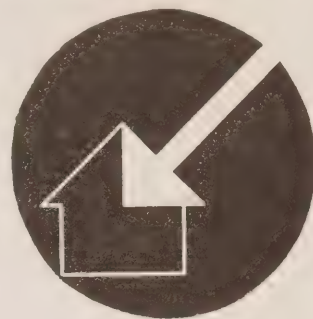
### CHAUFFAGE DES LOCAUX

- BESOINS DE CHALEUR DÉMESURÉS PAR RAPPORT ÉNERGIE SOLAIRE
- REQUIERT STOCKAGE TOUTE L'ANNÉE OU GRANDES SURFACES DE CAPTAGE

### SYSTÈMES COÛTEUX

- FAISABLE TECHNIQUEMENT
- PAS RENTABLE AUJOURD'HUI
- IMPACT ÉVENTUEL ÉLEVÉ
- POSSIBILITÉ DE RÉDUIRE LA CONSOMMATION GLOBALE CANADIENNE DE 2%
- CHAUFFAGE SOLAIRE D'UN QUARTIER À L'ÉTUDE

## ÉNERGIE SOLAIRE: APPLICATIONS



### PHOTOVOLTAÏQUE

#### TERRESTRE

- TECHNOLOGIE DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE ÉTABLIE
- COÛTS ÉLEVÉS DU WATT D'ENSOLEILLEMENT  
MAXIMAL — MAIS DIMINUENT RAPIDEMENT
- NOUVELLES TECHNIQUES (PHOTOPILES À COUCHES MINCES)  
DOIVENT ÊTRE MISES AU POINT POUR FAIRE UNE PERCÉE AU  
PLANT DES COÛTS
- SYSTÈMES VIABLES DANS CERTAINS CAS SPÉCIAUX
- SYSTÈMES DE CONTRÔLE ET DE STOCKAGE PAS TOUT À FAIT AU  
POINT
- MARCHÉ ÉVENTUEL IMPORTANT
  - EXPORTATIONS
- PROCHAINE GÉNÉRATION (COUCHES MINCES) DOIVENT FAIRE  
L'OBJET DE RECHERCHES
- REMPLACEMENT ÉVENTUEL D'ÉNERGIE EST NÉGLIGEABLE POUR  
LES 10 PROCHAINES ANNÉES
- INTÉRESSANTES POSSIBILITÉS COMMERCIALES

#### SPACIAL

- SATELLITE À PROPULSION SOLAIRE



## ÉNERGIE SOLAIRE

### RÉSUMÉ

- RESSOURCE INÉPUISABLE, NON POLLUANTE, DISTRIBUÉE
- FAIBLE, INTERMITTENTE, NON CONTRÔLABLE
- RENTABLE    POUR — LES PISCINES
  - LES APPLICATIONS PASSIVES
  - L'EAU CHAUDE SANITAIRE
- IMMENSE POTENTIEL DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE
- ASSURE L'AUTOSUFFISANCE FUTURE EN MATIÈRE D'ÉNERGIE
- RÉELLE CRÉATION D'EMPLOI: ÉFFET SECONDAIRE
- IMPACT POSITIF SUR LA BALANCE DES PAIEMENTS
- RISQUES ENVIRONNEMENTAUX PRATIQUEMENT NULS
- DESIDERATA — MISE AU POINT DES SYSTÈMES DE 2<sup>e</sup> GÉNÉRATION
  - PROTECTION DU CONSOMMATEUR
  - MESURES LÉGISLATIVES
  - PARTICIPATION DES SERVICES PUBLICS
  - ORIENTATION DE LA POLITIQUE







*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à*  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacre-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

## WITNESSES—TÉMOINS

*From National Research Council Canada:*

On Solar Energy:

Mr. R. M. Aldwinckle, Program Convenor, Solar Energy  
Project;

Mr. R. C. Biggs;

Dr. J. H. Simpson.

*Du Conseil national de recherches Canada:*

Sur l'énergie solaire:

M. R. M. Aldwinckle, responsable du programme, Projet  
énergie solaire;

M. R. C. Biggs;

M. J. H. Simpson.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 5

Tuesday, July 15, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 5

Le mardi 15 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

## Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

## Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy and  
oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement  
du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980



SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE ENERGY  
AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin

MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance

Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*  
J. M. Robert Normand  
*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JULY 15, 1980

(8)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3:39 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager.

*Witnesses: From National Energy Board:* Mr. A. N. Karas, Assistant Director, Planning Group, Electric Power Branch; *From Environment Canada:* Mr. R. H. Clark, Senior Engineering Advisor, Inland Waters Directorate.

*Agreed,—*That should the House be adjourned, the meetings scheduled for July 22 and 23 be rescheduled on July 29, 30 or 31, 1980.

Mr. Karas made an opening statement and, with the witness, answered questions.

At 4:45 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 15 JUILLET 1980

(8)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 15 h 39 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présent:* De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement: M. Dean N. Clay, chef et gestionnaire de projet du Comité.

*Témoins: De l'Office national de l'énergie:* M. A. N. Karas, directeur adjoint, Groupe de planification, Direction de l'électricité; *d'Environnement Canada:* M. R. H. Clark, conseiller principal en ingénierie, Direction générale des eaux intérieures.

*Il est convenu,—*Que si la Chambre devait ajourner, les séances prévues pour les 22 et 23 juillet soient reportées aux 29, 30 ou 31 juillet 1980.

M. Karas fait une déclaration préliminaire puis, avec le témoin, répond aux questions.

A 16 h 45, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

*(Recorded by Electronic Apparatus)*

Tuesday, July 15, 1980

• 1538

*[Text]*

**The Chairman:** Gentlemen, we will call this meeting to order. Before calling on our witnesses today I would like to know from the members if we can adjourn this meeting by 5.15 or 5.20 p.m., or thereabout? Would the members be agreeable to staying for a short in camera business meeting? Would that meet with your approval?

**Mr. Corbett:** Mr. Chairman, as you know, Tuesdays are my days for leaving early, at any rate.

**The Chairman:** Yes, you have to leave about 4.45?

**Mr. Corbett:** About 4.55 p.m.

**The Chairman:** Mr. MacBain also has to leave at 4.45. That would leave Gary McCauley and myself. We may have to wait until Mr. Portelance is here and Mr. Rose, when I could ask the same question to see if we could have two or three members stay to settle a few housekeeping details.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman.

**The Chairman:** Yes, Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** On a point of order, really it is just some direction from the chair and the committee, in the event that the House adjourns on Thursday or Friday, what is going to happen to the meetings that are set up? I am not speaking of the ones at the end of the month which we have all agreed will take place? Could we have the regular meetings, if I may call them that, put over until the end of the month meetings?

• 1540

**The Chairman:** There is a possibility, I am told, that we may adjourn on Friday and I am glad you brought it up. We should look into the effects this would have on our meetings next week. I think it is a good idea. I am trying to find a way we could get around that problem and I believe moving them from next week to July 29, 30 or 31 would solve the problem. As they are local witnesses from the Ottawa area here, there may not be any problems unless these people, of course, are scheduled to be at a conference somewhere else. We could ask Mr. Normand and Mr. Clay, our project manager, to contact the witnesses in the event the House is not sitting that week, as to whether they could be available on July 29, 30 or the 31. We are committed to sit that week whether or not the House is sitting.

If that would meet with your approval, perhaps, Mr. MacBain, between now and tomorrow either Mr. Clay or Mr. Normand could give us feed-back if they have been able to contact, I think it is Mr. Ploeg of the National Research Council and Mr. David Slater of the Economic Council, who are our witnesses on July 22 and 23. If you would like, I could maybe report back to the committee tomorrow afternoon. How about you, Mr. Corbett, would that suit you?

**Mr. Corbett:** Yes.

**The Chairman:** Mr. McCauley.

## TÉMOIGNAGES

*(Enregistrement électronique)*

Le mardi 15 juillet 1980

*[Translation]*

**Le président:** A l'ordre, messieurs. Avant de donner la parole à nos témoins, je voudrais savoir si vous êtes d'accord pour que nous levions la séance vers 17h15 ou 17h20. Pourriez-vous assister à une courte séance à huis clos? Est-ce possible?

**M. Corbett:** Monsieur le président, vous savez que de toute façon, je dois partir tôt le mardi.

**Le président:** Oui, vous devez partir aux environs de 16h45?

**M. Corbett:** Aux environs de 16h55.

**Le président:** M. MacBain doit lui aussi partir à 16h45. Il ne restera que Gary McCauley et moi-même. Nous ferions peut-être mieux d'attendre M. Portelance et M. Rose. Je reposerai la même question et nous verrons si deux ou trois d'entre nous pouvons rester pour régler certains détails internes.

**M. MacBain:** Monsieur le président.

**Le président:** Oui, monsieur MacBain.

**M. MacBain:** J'invoque le Règlement. Au cas où la Chambre ajourne jeudi ou vendredi, pourriez-vous nous dire ce qui va advenir des réunions qui nous restent? Je ne parle pas des réunions prévues pour la fin du mois. Pouvons-nous envisager de reporter les séances régulières, si nous pouvons les appeler ainsi, après celle de la fin du mois?

**Le président:** Il est possible que nous ajournions vendredi. Je suis heureux que vous ayez soulevé cette question. C'est un risque de modifier notre calendrier pour la semaine prochaine. Votre proposition me semble acceptable. J'essaie de trouver une solution et nous pourrions donc reporter ces séances à la semaine du 29, 30 et 31 juillet. Étant donné que nos témoins viennent de la région d'Ottawa, cela ne devrait pas poser de problème, sauf bien sûr s'ils doivent assister à une conférence ailleurs. Nous pourrions demander à M. Normand et à M. Clay, notre directeur de projet, de contacter les témoins au cas où la Chambre ne siègerait pas cette semaine-là afin de savoir s'ils seront disponibles les 29, 30 ou 31 juillet. Notre Comité doit se réunir de toute façon, même si la Chambre de siège p...

Si vous êtes d'accord monsieur MacBain, M. Clay ou M. Normand pourraient nous contacter d'ici demain pour nous dire s'ils ont pu toucher M. Ploeg du Conseil national de la recherche et M. David Slater du Conseil économique, qui devaient comparaître les 22 et 23 juillet. Si vous voulez, je vous en dirai ce qu'il en est demain après-midi. Qu'en pensez-vous? Mr. Corbett, est-ce que cela vous va?

**M. Corbett:** Oui.

**Le président:** Monsieur McCauley.



[Texte]

**Mr. McCauley:** Yes.

**The Chairman:** That is fine. So perhaps tomorrow. Okay.

I would like to welcome on your behalf Mr. A. N. Karas, Assistant Director, Planning Group, Electric Power Branch, National Energy Board. I believe he is also accompanied by Mr. R. H. Clark, is that correct, from Environment Canada, Senior Engineering Advisor, Inland Waters Directorate. Mr. Karas, we are very interested in what you will be showing us and telling us on tidal energy. We welcome you to the committee and the floor is yours.

**Mr. A. N. Karas (Assistant Director, Planning Group, Electric Power Branch, National Energy Board):** Thank you very much Mr. Chairman and members. It gives me great pleasure to have this opportunity to be here to talk to you about tidal power.

My association with tidal power goes back about six or seven years when I was first a sort of special advisor in the first study. Then I became a member of the management committee in this latest evaluation. What I would like to do, Mr. Chairman, is to go through the study to show you the complexity of the study, what we did in terms of the civil works, the engineering design, what we did in terms of the economics and the financial feasibility, and how we see tidal power as it is integrated into the Maritimes and New England Power System.

So, if I may, I have a slide presentation of about 40 slides. It should take not more than about 45 minutes to complete. After the presentation, I would be very glad—and Mr. Clark, who as you said was the chairman of the management committee would be very glad—to answer any questions that may arise.

**The Chairman:** Fine.

**Mr. Karas:** The first slide deals with the tidal power study evaluation and how we broke it down into its five components parts. Tidal power, as any very complex power system study, cannot be looked upon globally, and we broke it down into recognizable parts and then sort of interlinked them. Essentially, there were five modules. Module No. 1, as you can see there, is a civil engineering design. In it we looked at the power sites which were the potential power sites. We looked at the different civil works and so forth and their costs.

Module No. 2, which is a regime module, was a task area devoted to looking at the tidal elevations, the tidal regimes, to determine how much energy one can extract from the tides depending upon the different sites and the different power houses we used. It was then an iteration between Module No. 1 and the Module No. 2 which would give us then the tidal power profile, their costs and the amount of energy produced. This information then was fed into what we described as a task area 3 of which I was chairman of the systems studies in the economics: Given the tidal power output, how can it be integrated into the system; what is its value to the system, what is its cost and by a comparison of value to cost one can determine whether it is or it is not economic.

[Traduction]

**M. McCauley:** Oui.

**Le président:** Bon. Nous le saurons peut-être demain. D'accord.

J'aimerais souhaiter en votre nom la bienvenue à M. A. N. Karas, Directeur adjoint, Groupe de planification, Division de l'électricité, Office national de l'énergie. Je crois qu'il est accompagné par M. R. H. Clark, Conseiller supérieur à la section de l'ingénierie, Direction générale des eaux intérieures, ministère de l'Environnement. Monsieur Karas, nous sommes impatients d'entendre ce que vous avez à nous dire et à nous montrer au sujet de l'énergie marémotrice. Nous vous souhaitons la bienvenue devant notre Comité et la parole est à vous.

**M. A. N. Karas (directeur adjoint, Groupe de planification, Division de l'électricité, Office national de l'énergie):** Merci beaucoup monsieur le président et messieurs les députés. C'est pour moi un honneur de comparaître devant vous pour vous entretenir de l'énergie marémotrice.

Cela fait six ou sept ans que je travaille dans ce domaine là. J'ai d'abord participé à la première étude sur la question à titre de conseiller spécial. J'ai ensuite fait partie du comité de gestion chargé de cette dernière évaluation. Je vais survoler cette étude afin de vous en démontrer la complexité. Je vais vous parler de nos travaux de génie civil, de la conception de ces travaux, des études de rentabilité et de faisabilité que nous avons réalisées ainsi que de la façon dont nous envisageons l'intégration de l'énergie marémotrice dans le réseau d'électricité des Maritimes et de la Nouvelle-Angleterre.

J'ai une quarantaine de diapositives à projeter. Cela ne devrait pas prendre plus de 45 minutes. A la suite de cet exposé, M. Clark, qui a présidé le Comité de gestion et moi-même serons à votre disposition pour répondre à vos questions.

**Le président:** D'accord.

**M. Karas:** La première diapositive porte sur l'évaluation de l'énergie marémotrice, évaluation que nous avons divisée cinq parties. Comme pour n'importe quel autre système énergétique complexe, il est impossible d'envisager globalement l'énergie marémotrice et nous avons donc divisé notre étude en plusieurs parties distinctes mais néanmoins reliées les unes aux autres. Nous avons donc constitué cinq modules. Comme vous pouvez le voir, le module No. 1 s'est chargé de la conception des travaux de génie civil. Nous avons étudié tous les sites possibles ainsi que tous les différents ouvrages de génie civil envisageables ainsi que leurs coûts.

Le module No. 2 s'est consacré à l'étude du régime démarré et en particulier aux différences de niveaux entre les marées basses et les marées hautes afin de déterminer le montant d'énergie que l'on peut retirer des marées en fonction des différents sites et des différents ouvrages envisagés. C'est le va-et-vient entre le module 1 et le module 2 qui nous a permis d'obtenir le profil de l'énergie marée motrice, son coût et son volume de production. Ces données ont été transmises à ce que nous avons appelé le groupe de travail 3, celui des études de systèmes en économique, dont j'étais le président. Connaissant la production d'énergie maré-motrice, il s'agissait de savoir comment elle pouvait être intégrée au système, quelle était sa valeur dans le système, quelle était son coût. En comparant sa valeur avec son coût, il était possible de déterminer si elle était économique.

## [Text]

• 1545

Also in that basic Module No. 3 we did a financial evaluation, because not only do you have to prove on a large or giant project like this that it is economically feasible in the long term; you also have to determine what are the financial implications. The last two modules were a crucial analysis of the social economic impacts and of the environmental concerns.

My presentation today will basically focus on the first three modules. The slide over here, will orient the people regarding the area we are talking about. Really it is the Bay of Fundy; of these two red points in the Bay of Fundy, one is Minas Basin, which is a large site, and the other the Cumberland Basin and Shepody Bay which are the smaller sites. They are in the maritimes; you can see the concentric circles: 150 miles away radius from these sites, encompasses pretty well the whole of the maritime region. If you are looking at larger sites and you are looking at markets in New England, 200 miles away will encompass Portland, and between say 300 and 450 miles away encompasses a large mass in New England, including Boston, as well as the areas in Quebec, so this generally speaking is the conceptual geographic area which we are dealing with.

The next slide is a slide of the Minas Basin itself and you can see where we have put down the three most selected sites. We looked at about 32 sites but of these 32 the ones marked in red, A6, Shepody Bay; A8, Cumberland Basin and B9 which is the large 4,000 megawatt site, appear to be the most economic from the point of view of least civil costs for the most energy output.

Very quickly in the game then we discounted all the other sites and focused our attention on these three sites. B9 is about 4,000 megawatts, the A8 site in Cumberland Basin, I think was 1500 megawatts, and the A6 site is about 1000.

Now these following slides give you photos of the No. 1; this is the large site, the B9 site; these are just typical shots of the site itself, and you can see the topography of the sites themselves.

This is the small site, the Shepody Bay site, and these will just give you some sort of a geographic—this particular slide shows you the low tide and the difference in elevation between the low and the high tide. One can look at that and see that it is about 8 or 9 meters in elevation, and these again are just typical pictures.

Now the next series of slides I thought it might interest the Chairman and the committee members. It is an existing tidal power plant; the only existing tidal power plant in the world today, which is a commercial plant. It is the La Rance Project in France, near St. Malo. It consists of 24 units of 10 megawatts each. The tidal power plant then is 240 megawatts. Physically it looks like a conventional hydro plant. This is the construction of it and these are the intakes. These pictures here show you the tidal power plant.

## [Translation]

Le module 3 de base a également fait l'évaluation financière. Avec un projet d'une telle envergure, il ne s'agissait pas seulement de décider s'il était rentable à long terme. Il fallait voir quelles en étaient les implications financières. Les deux derniers modules devaient mener une analyse en croisé des répercussions socio-économiques et des questions environnementales touchant le projet.

Mon exposé d'aujourd'hui se bornera au travail des trois premiers modules. Cette diapositive nous permet de nous orienter. Il s'agit en réalité de la baie de Fundy; ces deux points rouges dans la baie sont le bassin de Minas, un site étendu, et le bassin Cumberland ainsi que la baie de Shepody, qui sont des sites limités. Ces points se trouvent dans les Maritimes, des cercles concentriques, qui couvrent un rayon de 150 milles à partir de ces sites, englobent presque toute la région des Maritimes. Si vous prenez les sites étendus et que vous songez au marché de la Nouvelle-Angleterre, vous pouvez constater qu'un rayon de 200 milles englobe Portland et que des rayons de 300 à 450 milles englobent une grande partie de la Nouvelle-Angleterre, y compris Boston, de même que des régions se trouvant au Québec. De façon générale, donc, c'est le cadre géographique du projet.

La diapositive suivante montre le bassin de Minas ainsi que les trois sites sur lesquels nous avons arrêté notre préférence. Nous en avons examiné 32. De ces sites, ceux qui sont marqués en rouge, A6, la baie de Shepody; A8, le bassin de Cumberland, et B9, le plus étendu, le site de 4,000 mégawatts, semblent être les plus rentables, du moins si l'on tient compte des coûts assumés par le public et la production d'énergie.

Très tôt dans notre démarche, nous avons oublié les autres sites et porté notre attention sur ces trois. Le B9 représente environ 4,000 mégawatts, l'A8, le bassin de Cumberland, environ 1,500 mégawatts, si je me souviens bien, et l'A6, environ 1,000 mégawatts.

Les diapositives suivantes montrent le site numéro 1; c'est le site étendu, le site B9. C'est l'endroit tel quel. Vous pouvez voir la topographie de l'ensemble.

Voici le site limité, le site de la baie de Shepody. Vous pouvez voir un peu l'emplacement. Cette diapositive-ci vous montre la baie à marée basse ainsi que la différence de niveau entre la marée basse et la marée haute. Il est facile de voir que l'étiage est d'environ huit ou neuf mètres. Ces autres diapositives montrent simplement l'endroit tel quel.

La série suivante de diapositives devrait intéresser le président ainsi que les membres du comité. Il s'agit d'une centrale électrique actionnée par l'énergie marémotrice, la seule qui existe actuellement. Il s'agit d'une usine commerciale. Elle se trouve à La Rance, en France, près de Saint-Malo. Il comprend 24 groupes électrogènes de 10 mégawatts chacun. L'usine a donc une puissance installée de 240 mégawatts. Au dehors, elle a l'air d'une centrale hydro-électrique ordinaire. La voici en construction et voici les prises. Ces diapositives montrent l'usine de production même.



[Texte]

• 1550

The conceptual difference between this plant and the ones that we are thinking about in the Bay of Fundy is that this was constructed in the dry, and what that means was that a cofferdam was built around the site. The water was pumped out, and the power plant was then prepared right on the dry, just like a conventional tidal power plant. The plants that we are thinking about in the Bay of Fundy would be construction on the wet. In this case a preparation would be made of the bottom of the Bay of Fundy depending on the site and then on top of it would be laid caissons, concrete caissons which include in them either the sluices or the turbines themselves.

**The Chairman:** Could I interrupt?

**Mr. Karas:** Certainly.

**The Chairman:** Where is this again, please?

**Mr. Karas:** This is in France.

**The Chairman:** Is that operating now?

**Mr. Karas:** It is an existing, operating plant, and it has been in service since 1966, so it has been in operation for 14 years and our understanding is that it is very successful. They had corrosion problems to start off with because of the sea water, so there was sea water corrosion, but with cathodic protection, and so forth, that operating problem has been solved, and this is operating right now right into the electricity to France power system.

The next shots give you an idea of the size of the plant itself. This is inside the turbine and the ladder over there gives you an idea of—these are, to my understanding, four-metre diameter blades. That is a typical view of the bulb-type turbine. The generator is enclosed in the bulb. On the periphery you have a propeller and what you are looking at is the water passage. The water goes through that, turns a turbine and generates power, and electricity then is fed to the system up through that circuit.

Now, as I was explaining to you, the proposed tidal power sites would use a caisson construction, and what this would mean is that we would have caissons which would be built along the shore, floated in and then sunk along the particular site of the power development. Now, when we first thought of the concept of caissons—it was about 12 years ago—the technology of the caisson was quite new, and there was a lot of discussion as to whether it was feasible or not. Well, since then the North Sea facilities have been constructed and the next series of slides shows you the magnitude of the North Sea facilities. They used a caisson type of construction for the North Sea oil project, and this shows you the magnitude of this in comparison to the things that we want to do. You can see by the shots of the caisson construction that what we want to do in the Fundy tidal power is nothing in comparison to the magnitude of those structures. The size of caisson that we are thinking about is about the size of Place de Ville, for instance, turned on its side—a 20-storey building turned on its side. Some of these caisson constructions are very much larger than that. This particular one, I understand, is 350,000 tons.

[Traduction]

La différence au niveau de la conception entre cette usine et celle que nous envisageons de construire dans la Baie de Fundy est que la construction de celle-ci s'est effectuée à sec; des batardeaux ont été érigés autour de l'emplacement. L'eau a été pompée et la construction s'est faite comme pour n'importe quelle autre usine de production d'électricité. Nos plans pour la Baie de Fundy envisagent la construction en mer. Le fond de la baie de Fundy serait préparé en conséquence et des caissons de béton, portant déjà les vannes ou les turbines, seraient placées au-dessus.

**Le président:** Puis-je vous interrompre?

**M. Karas:** Je vous en prie.

**Le président:** Où cette usine se trouve-t-elle?

**M. Karas:** En France.

**Le président:** Elle fonctionne à l'heure actuelle?

**M. Karas:** Elle est en service et fonctionne depuis 1966, soit depuis 14 ans. Et d'après nos renseignements, elle fonctionne très bien. On a eu des problèmes de corrosion au départ, à cause de l'eau de mer, mais grâce à la protection cathodique on a pu y remédier. Cette usine produit actuellement de l'électricité qui est intégrée au réseau électrique français.

Les diapositives suivantes vous donnent une idée des dimensions de l'usine. Voici une vue intérieure de la turbine; l'échelle qui se trouve là donne une idée de ses dimensions. C'est pas le fond, si je comprends bien, quatre mètres de diamètre. Voici une vue typique de la turbine en forme de bulbe. L'alternateur est enfermé dans la bulbe. À côté, il y a une hélice et ceci est une voie d'eau. L'eau y coule, actionne la turbine et produit de l'électricité, laquelle est introduite dans le réseau au moyen de ce circuit.

Comme je l'ai dit, les projets envisagés feraient appel à la construction au moyen de caissons; des caissons seraient préparés sur la rive, toués en mer et coulés sur l'emplacement du projet. La première fois que nous avons songé à la technique des caissons, c'était il y a 12 ans, cette idée était relativement neuve. Beaucoup se demandaient si elle était réalisable. Depuis ce temps, les installations de la mer du Nord ont été construites et la série suivante de diapositives vous montrent l'étendue de ces installations. Pour le projet pétrolier de la Mer du Nord, on a utilisé la technique des caissons pour la construction. Cette diapositive vous montre l'ampleur de ce chantier. C'est énorme, à comparer avec ce que nous, nous envisageons de faire. Ce que nous voulons réaliser dans la Baie de Fundy n'est pas à comparer à ces structures. La taille des caissons auxquels nous songeons est à peu près celle de l'immeuble de Place de Ville couchée; c'est à peu près un immeuble de 20 étages sur le côté. Il y a de ces caissons qui peuvent atteindre des dimensions beaucoup plus considérables encore. Celui-ci, si je comprends bien, pèse 350,000 tonnes.



[Text]

• 1555

There are different types of hydro generators for different heads of machines, and I wanted to show you typical turbines. The one we are really interested in is in the right-hand bottom corner and it is what we call the bulb-type unit. It is the only what we call commercially operating low-head unit available. The study itself, then, was developed, with its costs, on that particular design. We understand and we are cognizant of the fact that there are other types of designs, and as a matter of fact at the Annapolis Valley they are putting in a STRAFLO turbine. That is prototype.

So all our costs were based on this particular design, which is a proven design in La Rance and in other low-head hydro projects. This is a typical type of powerhouse in the wet. This particular thing is just a sluice, but you can see the so-called dimensions. On its side it is a 20-storey building. In the middle one would put either a turbine or a sluice-gate. What one would do is prepare a bed, then when the bed is prepared to the right elevation this particular caisson would be floated in with tugs, put in its right alignment, and then dropped in. Then it sits right on the bed and it has dynamic and physical stability.

**Mr. Rose:** On that point just briefly, it does not contemplate a dam or a causeway, at all, does it?

**Mr. Karas:** Yes, it does. When it is finished there will be a barrage right across. But we do not contemplate a highway above the development. Do you see what I mean?

**Mr. Rose:** No, I do not, but I will leave it. I will ask later and let you proceed.

**Mr. Karas:** In technical characteristics, there are really three or four different types of tidal power plants, depending on the geography of the bay. The top one is called a single-basin, single-effect tidal power plant. What this says is, as you can see, there is a barrage which physically creates a reservoir or basin. In the beginning of the cycle—the 's' means sluices or gates—the sluices are opened and as a tide rises from the sea it fills the basin. When the tide has reached its highest elevation, the sluices are closed. One then waits a certain period for the tide to ebb, and once there is a difference in elevation between the elevation in the basin and the tide the water is passed through that thing called 't', which is a turbine; and this generates power.

This is the simplest type of tidal power plant. It is called a single-effect energy producer. You can see in fact there is a barrage right through, which creates the basin. (b) is a version of (a), but generation is done in both the ebb and the flow cycle. The hydraulically linked basins and the paired basins are complex tidal power schemes which produce an output of power which is more what one would call informed or continuous output. One can appreciate that in both schemes (a) and (b), power is only produced when there are tidal elevation differences, whereas in the complex schemes (c) and (d), one can produce power on a continuous basis. The only drawbacks are, one, whether you have a topography which will allow you to do this, and two, when you do the economics it is very expensive, because one can see that these structures are very

[Translation]

Il existe différents genres d'alternatrices hydro-électriques selon la chute différente des machines et je voudrais vous montrer des turbines typiques. Celle qui nous intéresse réellement, se trouve en bas à droite, il s'agit de ce que nous appelons un groupe bulbe. C'est le seul groupe que l'on appelle dans le commerce un groupe à basse chute, qui soit disponible. C'est donc sur ce modèle particulier avec les coûts y afférent que l'étude se fonde. Nous savons parfaitement qu'il existe d'autres modèles, en fait dans la Vallée d'Annapolis, on installe une turbine dite STRAFLO. Il s'agit d'un prototype.

Donc, tous les coûts reposent sur ce modèle particulier qui a fait ses preuves à la Rance et dans d'autres centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute. C'est le modèle type d'usines de production sous l'eau. Ici nous avons un pertuis, et vous pouvez juger des dimensions. Couché sur le côté, c'est l'équivalent d'un immeuble de 20 étages. Au centre, on installe soit une turbine, soit un pertuis-vanne. Il faut d'abord préparer l'assise et lorsque celle-ci atteint la hauteur voulue, ce caisson est amené par remorqueur, aligné et immergé. Ainsi, le pertuis se trouve sur l'assise et jouit de la stabilité dynamique et physique.

**M. Rose:** Une petite question; vous n'envisagez pas de barrage du tout, n'est-ce pas?

**M. Karas:** Si, lorsque les travaux seront terminés, il y aura un barrage tout le long. Nous n'envisageons pas de route le long de l'aménagement. Voyez-vous ce que je veux dire?

**M. Rose:** Non, je ne comprends pas, mais je vais laisser tomber. Je vous en reparlerai; pour l'instant, continuez.

**M. Karas:** Au niveau des caractéristiques techniques, il existe en réalité trois ou quatre genres différents d'usines marémotrices, selon la géographie de la baie. Celle du haut s'appelle Installation à simple effet. Cela signifie, comme vous pouvez le voir, que grâce à un barrage, on crée un réservoir ou un bassin. Au début du cycle, le «s» signifie pertuis ou vanne, on ouvre les vannes lorsque la marée monte pour remplir le bassin. Lorsque la marée est haute, on referme les pertuis. On attend alors un certain temps pour que la marée redescende et lorsqu'il y a une différence entre le niveau du bassin et celui de la marée, l'eau passe à travers une turbine «t» et produit de l'électricité.

C'est là le type plus simple d'une usine marémotrice. C'est ce que l'on appelle une centrale électrique à simple effet. Comme vous pouvez le voir, il existe en fait un barrage d'un côté à l'autre, ce qui aménage le bassin. b) représente une version de a), mais on utilise le flux et le reflux comme force motrice. Les bassins hydrauliques reliés et les bassins jumelés constituent des systèmes complexes d'énergie marémotrice qui produisent plus d'énergie, ce que l'on appelle plutôt un rendement informé ou continu. Vous comprendrez que dans les systèmes a) et b), l'électricité n'est produite que lorsqu'il y a une différence de niveau de marée, alors que les systèmes c) et d) produisent de l'électricité continuellement. Les seuls inconvénients c'est, d'abord, qu'il faut une topographie appropriée et, deuxièmement, ce sont des structures très complexes, alors

## [Texte]

complex and expensive. So in the tidal power study that we did in our latest evaluation, very quickly in the game we concentrated on the scheme (a), which is a single-basin, single-effect scheme.

• 1600

Now, in the analysis of tidal power, one must look at optimization of the tidal power plant, and really, this is an output of a typical single-effect optimization. Really, for a particular site there are two variables that one can use. Variable number one is installation of the numbers of turbines and the variable number two is the installation of the numbers of sluices. So for each number of turbines one can vary the number of sluices, which then would vary the rate at which the basin is filled or depleted. This particular curve just shows you that, for a particular site, the optimum is reached when you have the minimum point, and in this particular case it is 80 turbines and 60 sluices. So through this optimization study for every site there is a unique optimum.

This particular slide shows you the so-called mathematical model that was used and the simulation of that mathematical model. You can see that the model that we had to use to simulate the tides was all the way to the Boston shore, into the main part of the Bay of Fundy and right into the Minas Basin. You can see, the different colours show you the different grading. What we developed was a mathematical model which would simulate the tides. We had to do this in order to determine how much energy was available for each of the sites. This was a task area 2, as I mentioned previously. Their job, then, was to determine what are the tidal profiles, what amount of energy can be extracted from each of the tidal sites, and from that one would then go back to the task area 1, which would say, okay, for this particular tidal profile these are the costs.

I would like to go back now into the main area of this particular study, which was the integration of tidal power and the economics and financial feasibility. After we have determined from task area 1 the selected sites, and after we have determined from task area 2 what is the profile of the energy, we come into the problem of how we integrate, or how we incorporate this energy into the power system, because a power system operates on a second by second basis to meet the load, and, even if it is incorporated into the power system, what is its worth?

The way we tackled this particular problem was to look at it from a utility system planning point of view. The task area was composed, then, of the major utilities in the Maritime Provinces—Nova Scotia, New Brunswick and participation from Prince Edward Island. Because we recognized that some of the large sites would not be able to be absorbed in the Maritimes, we looked at the interconnected markets, and the two interconnected markets that we looked at were Quebec and New England. So we also had in this particular study observer participation from *Hydro-Québec* and observer participation from NEPOOL, which is the New England Power Pool. Again, this gives you an idea of the location of the markets vis-à-vis the tidal power site itself.

## [Traduction]

cela coûte très cher. Donc, dans notre étude sur l'énergie marémotrice, notre dernière évaluation, effectuée dès le début, nous a amenés à nous concentrer sur le projet a) à bassin et à effet simples.

En effectuant l'analyse d'un tel projet, il faut envisager d'optimiser la centrale et, ce que vous avez là, c'est le rendement optimal d'une centrale typique à effet simple. En réalité, pour un même site il y a deux variables possibles: le nombre de turbines et le nombre de pertuis. Donc, pour chaque nombre de turbines on peut varier le nombre de vannes, ce qui règle la vitesse à laquelle on remplit ou on vide le bassin. C'est ce qu'illustre cette courbe pour un site en particulier, le niveau optimum est atteint au point minimum, dans cet exemple il y a 80 turbines et 60 pertuis. Cette étude démontre que pour chaque site il y a un niveau optimum précis.

Cette diapositive montre ce qu'il est convenu d'appeler le modèle mathématique utilisé et la simulation de ce modèle. Vous pouvez voir que le modèle que nous avons dû utiliser pour simuler les marées englobe toute la région jusqu'aux rives de Boston, ainsi que la principale partie de la baie de Fundy jusqu'au bassin Minas. Chaque couleur vous indique une gradation différente. Nous avons établi un modèle mathématique visant à simuler les marées. Nous avons dû le faire afin d'évaluer la quantité d'énergie disponible à chacun des sites. Je le répète, c'était dans la zone numéro 2. Leur travail consistait à établir le profil des marées et la quantité d'énergie qu'il était possible de produire à chacun des sites, de là on revient à la zone numéro 1, ce qui nous permet d'établir les coûts pour ce profil de marées en particulier.

Je voudrais maintenant revenir au sujet principal de cette étude, soit l'intégration de l'énergie marémotrice, des données économiques et des possibilités de financement. Après avoir choisi les sites dans la zone 1, et après avoir établi le profil énergétique de la zone 2, il y a le problème de l'intégration de cette énergie au système de distribution, puisqu'un système de distribution répond à la demande à chaque seconde, et quelle est la valeur de l'énergie marémotrice si on l'incorpore à un système de distribution?

Nous avons abordé ce problème du point de vue de la planification d'un réseau électrique. Pour ce faire, nous avons tenu compte des réseaux des provinces Maritimes: la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île du Prince-Édouard. Nous avons compris que les Maritimes ne pourraient pas consommer toute l'électricité produite par les grandes installations; nous avons donc envisagé les deux marchés reliés, soit le Québec et la Nouvelle-Angleterre. Donc, pour cette étude nous avons eu la participation de deux observateurs, l'un d'Hydro-Québec et l'un du NEPOOL, la *New England Power Pool*. Alors, encore une fois, cela donne un aperçu de la localisation des marchés par rapport à la centrale marémotrice.



[Text]

• 1605

Now, in any power system analysis, any utility, its primary function is to forecast its load requirements, and there are two elements in forecasting the load. One is, what is the peak? In other words, what is the highest load that will occur in any one year? In the New England system, in the Quebec system and in the Maritime system, this highest load occurs in the wintertime.

The problem is to forecast over 20-, 25- or 30-year period what we anticipate the peak load is going to grow at. In this particular case you can see that when we did this study the Maritime peak loads grew from 4,000 to 20,000 megawatts. Quebec grows from 20,000 to 100,000 and NEPOOL grows from 20,000 to 100,000. You can see that the Maritime system is about a tenth of the size of the corresponding interconnected system.

The other thing is that we looked at the energy. Not only do you look at the peak then, but you also look at energy. Energy is the total amount of energy that will be produced for the year. Again, this is a profile of our assumptions.

The reason we chose the period 1990 to the period 2010 is because it would take at least 10 years to build a plant, so it was not worthwhile looking in the early period but is just worthwhile looking at the load to be when the plan will come into service. This is our forecast of both peak and energy.

To do the study, then, what we did is basically a study of the generation that will be required in each of the market areas if you did not have tidal. Given that forecast of load, we looked at first the MIS, which we call the Maritime Integrated System, and we asked ourselves what is the existing generation today and what is the generation that we have to put on the system to meet the loads in the future. This is an analysis of the best economic mix.

In the Maritimes, when we did the study in 1976, we developed these expansion programs, as we say, and you can see by the analysis that there is not much hydro left in the Maritimes to exploit. Coal, at the time we did the study, was quite low. There was some oil but most of the energy, when we did the analysis based on economics, would have to be provided by nuclear power. So you can see that the generation mix for the Maritimes was very heavily nuclear-oriented. This, at the time, was the most economic scheme.

For *Hydro-Québec* there was exploitable hydro to the year 1994. Beyond that, again, nuclear came in. The last of the large markets, as I was saying, was New England, and you can see that New England was pretty much like the Maritimes, the generation would be very heavily nuclear.

So here one gets the first picture of, if tidal power comes in, what its competition is, what the alternatives to tidal power are. In each of the cases the alternatives, especially for the bulk of your generation, would be heavily nuclear.

[Translation]

Toute analyse des réseaux d'électricité doit porter sur sa fonction première qui est de prévoir ces besoins, et il y a deux éléments dont il faut tenir compte. Le premier, c'est la consommation de pointe: la demande la plus élevée au cours de l'année. Pour les réseaux de la Nouvelle-Angleterre, du Québec et des Maritimes, c'est pendant l'hiver que la demande est à son maximum.

Ensuite, il faut prévoir la croissance de cette consommation de pointe sur une période de 25 ou 30 ans. Dans ce cas-ci, vous pouvez voir que notre étude démontre que cette consommation passe de 4000 à 20,000 mégawatts dans les Maritimes. La consommation de pointe du Québec passe de 20,000 à 100,000 mégawatts et celle de NEPOOL passe de 20,000 à 100,000. Vous voyez que le réseau des Maritimes représente environ 1/10 des réseaux correspondants interreliés.

L'autre élément dont il faut tenir compte, c'est l'énergie, et non seulement la consommation de pointe. Lorsqu'on parle d'énergie, c'est la quantité totale d'électricité produite en une année. Voilà encore une fois ce que donnent nos suppositions.

La raison pour laquelle nous étudions la période 1990 à 2010, c'est qu'il faut au moins dix ans pour construire une centrale, alors il est inutile de tenir compte de la période du début mais simplement de celle où la centrale entrera en service. Voilà nos prévisions pour la consommation de pointe et l'énergie électrique produite.

Dans cette étude, nous avons fondamentalement prévu la production requise dans chacune de ces zones de marché s'il n'y avait pas d'énergie marémotrice disponible. A partir de ces prévisions, nous étudions d'abord le RIS, le réseau intégré des Maritimes, et nous nous demandons quelle est la production actuelle et quelle production il faudrait ajouter au réseau pour répondre à la consommation dans l'avenir. C'est une analyse effectuée à partir des meilleures données économiques.

En 1976, lorsque nous avons effectué l'étude sur les Maritimes, nous avons établi ces programmes de croissance, et vous pouvez voir que l'analyse démontre qu'il a peu de potentiel hydro-électrique exploitable dans cette région. Au moment où nous avons effectué l'étude les réserves de charbon étaient très basses. Il y avait un peu de pétrole, mais selon l'analyse basée sur les données économiques, la plus grande partie de la production devrait être fournie par l'énergie nucléaire. Cela vous démontre que la production énergétique maritime dépendrait énormément du nucléaire. A l'époque, c'était le moyen la plus économique.

Quant à l'Hydro-Québec, il y avait possibilité d'exploitation jusqu'en 1994. Passé cette date, il faudrait à nouveau faire appel au nucléaire. Le dernier marché était la Nouvelle-Angleterre, et comme vous pouvez le constater, à l'instar des Maritimes, la production d'électricité dépendrait énormément du nucléaire.

Alors, voilà le premier tableau de ce que serait la concurrence de l'énergie marémotrice, le cas échéant. Quelles sont les sources d'énergie autres que l'énergie marémotrice. Dans chaque cas, l'énergie de remplacement pour le gros de la demande, dépendrait beaucoup du nucléaire.



## [Texte]

Having said that, one asks oneself what is a tidal power plant, what does the output of the tidal power plant look like? This is a conceptual drawing of what a tidal power plant looks like and what is the profile or slugs of energy. The blue curve is the natural tidal curve, and this is what we call the seaward side of the basin. That is how the tides ebb and flow. The red curve is as is the elevation of the basin level. At the beginning, if you look from left to right, one can see that as the tide comes up one opens the sluices and one fills the basin, and you can see the red curve going up. As the tide goes down, one waits for a period until there is a minimum head and waits for the difference between the blue line and the red line to occur, which is a minimum head that would permit the generation of power. When that minimum head occurs, one opens the turbines and generates power. You can appreciate that as you start to generate power you deplete the basin and the level of the basin then becomes depleted. The corresponding production of power then produces those two red blobs or red slugs. These are the energy-generated slugs for a tidal cycle period—in this particular case of 24 hours and 50 minutes. So in every 24 hours and 50 minutes you see that there are two tide cycles and you see that there are two slugs of energy being produced and the base of that energy would be about three or four hours, or it could be as high as five hours. So, you have a period of no generation of energy, then a period of no generation and then one of generation. You can appreciate that this is a very complex electrical energy profile to be introduced into a power system.

Now, the blue graph is nothing but a weekly output of tidal power. As you will recall, on the previous slide we looked at just one day. You can see that on Sunday, for instance, there are two slugs, Monday there are two, and so forth. You can appreciate that, because the tidal ranges change, the slugs of power for each period also change, and because the tide cycle and the daily cycle are not the same, you can also appreciate that the tidal output does not occur at the same period in each day. So one then has to look at the effect of this type of power output on the power system.

The red curve is a typical hourly curve of an electrically power system for a week. You can see that on Sunday the loads are low, on Monday when everybody goes back to work the loads are high, they are low at 7.00 o'clock, pick up at about 10.00 and sort of maintain themselves until about 6.00 o'clock, then the load drops down. So, the hourly loads are cyclical.

When you integrate the blue curve on the red curve you will notice that I have put it in these red regions. Two things are interesting: you can see that the red regions occur both in the peak load period of the day and also in the low load period of the day. Tidal power, then, can occur during the night, during the day, at any period. So the value of tidal, and this is one of its most important concepts, is the energy that it displaces when it is put on line. During the night, if tidal power displaces base-load nuclear generation, its worth is the worth of nuclear power on nuclear energy. If tidal power displaces energy during the peak day, which is at the top of the curve, it

## [Traduction]

Cela dit, on se demande qu'est-ce qu'une centrale marémotrice, quel est son rendement? Voilà une illustration d'une centrale marémotrice et de son profil énergétique ou des blocs d'énergie. La courbe bleue représente la courbe naturelle des marées, c'est ce que nous appelons le côté mer du bassin. Cela illustre le flux et le reflux des marées. La ligne rouge représente l'élevation du niveau du bassin. Au départ, de gauche à droite, lorsque la marée monte on ouvre les vannes et le bassin se remplit, on voit la courbe rouge ascendante. Lorsque la marée se retire, on attend le moment où la hauteur de chute est à son minimum, au moment où la ligne bleue et la ligne rouge se séparent, ce qui permet de produire l'électricité. A ce moment-là, on met les turbines en marche et on produit l'électricité. Vous comprenez qu'à ce moment-là le bassin se vide et que le niveau tombe à zéro. Alors l'énergie produite correspond à ces blocs rouges. Ces blocs représentent l'énergie produite pendant un cycle de marée, dans ce cas-ci 24 heures 50 minutes. Donc, tous les 24 heures 50 minutes il y a deux marées, donc deux blocs d'énergie de produits sur une période de 3 ou 4 heures, ou un maximum de 5 heures. Donc, il y a une période pendant laquelle il n'y a aucune production d'énergie électrique, ensuite une période de 4 ou 5 heures pendant laquelle on produit de l'électricité, ensuite une période de non-production et ensuite une autre période de production. Vous comprendrez que ce genre de production énergétique est très complexe lorsqu'il s'agit de le relier à un réseau.

Le tableau bleu indique seulement la production hebdomadaire d'énergie marémotrice. Vous vous souviendrez que la diapositive précédente n'indiquait qu'une production quotidienne. Vous pouvez voir qu'il y a deux blocs d'énergie le dimanche, deux blocs le lundi, et ainsi de suite. Comme les marées varient, cela affecte également les blocs d'énergie produits pendant chaque période, comme le cycle des marées et le cycle horaire ne sont le même, vous comprendrez que la production marémotrice d'électricité ne se fait pas à la même heure chaque jour. Il faut donc envisager l'effet d'une telle production sur un réseau électrique.

La ligne rouge indique la courbe horaire typique d'un réseau électrique pour une semaine. Vous pouvez constater que le dimanche la demande est faible, elle augmente le mardi alors que tout le monde retourne au travail, elle diminue à 7 h 00, elle reprend un peu vers 10 h 00 et demeure à peu près stable jusqu'à 18 h 00, pour ensuite diminuer à nouveau. Donc, la courbe de la demande horaire est cyclique.

Ce que j'ai fait pour les régions en rouge c'est que j'ai intégré la courbe bleue et la courbe rouge. Deux choses sont à noter: vous remarquerez que dans les régions rouges se produisent tous deux pendant la période où la demande est à son maximum et aussi pendant la période où la demande est à son minimum. L'énergie marémotrice peut être utilisée durant la nuit, durant le jour, ou n'importe quand. Donc il faut évaluer l'énergie marémotrice, et c'est là un concept des plus importants, selon l'énergie électrique qu'elle remplace lorsqu'elle est utilisée. Durant la nuit, si l'énergie marémotrice remplace la charge minimale de production d'énergie nucléaire, sa valeur

## [Text]

will displace all generation, and the value power then is the value of the oil power which it displaces. So, we have now a conceptual idea of the value of tidal power. Its value then is as displacement energy for whatever system is there at the time tidal power is generated. Because of that complex nature, we have to develop mathematical models to simulate this.

## • 1615

The next slide gives you a conceptual idea of the complex mathematical relationships. I do not want to go through it, but it was about a \$1 million mathematical computer program which allowed us then, on an hour by hour basis, to extract from the system the value of tidal power. We looked at the system with and without tidal power, and took the differences on an hour by hour basis. From these differences, then, we determined what the value of tidal to the system was.

The next series of slides is the results of this evaluation, and you can see that two things are of interest. One is, in fact, how much energy the Maritime system can absorb internally, depending on the size of the power plant. In this particular case, one can see from the site A-6 which is a 1500 megawatt site, the Maritime power system, which is that red with the curve in that red region, can absorb about 80 per cent of the tidal power output. Eighty per cent can be absorbed within the Maritimes and the rest then would have to be either exported to a neighbouring utility, or re-timed. Re-timing is a technical word which means one would have to put additional storage facilities to be able to use that tidal power which cannot be directly absorbed in the Maritimes. Really, it is the red curve and the area under the red curve which is important. So, a 1500 megawatt plant—around about 80 per cent.

The very next slide shows you that for a 1000 megawatt plant, it is a little bit more than 80 per cent.

The last slide shows that if you are now looking at a 4000 megawatt plant, only about 60 per cent of the energy can be absorbed in the Maritimes and the rest has to be exported. So, a large tidal power plant would require an export market and, as we said, we looked at two export markets: New England, and Quebec.

Now, that is one result of this analysis. Even though the slugs of energy were irregular, the Maritime system is large enough to be able to absorb these slugs and to utilize, in the case of a small plant, about 80 per cent; in the case of a large plant, about 50 per cent.

The next interesting analysis is to say what the types are of energy displaced by tidal. For a 1500 megawatt plant, you can see that about 60 per cent of the energy being displaced by

## [Translation]

correspondra à la valeur de l'énergie nucléaire remplacé. Si elle remplace l'énergie demandée pendant la journée de pointe, en haut de la courbe, elle supplantera toute production d'énergie, et sa valeur correspondra à la valeur de l'énergie pétrolière remplacée. Voilà donc une explication conceptuelle de la valeur de l'énergie marémotrice. Sa valeur correspond donc à la valeur de l'énergie remplacée. Nous devons, compte tenu de cette complexité, élaborer des modèles mathématiques qui reproduisent le système.

La prochaine diapositive donne une explication conceptuelle des rapports mathématiques complexes. Je ne vais pas vous expliquer tout cela en détail, mais je peux vous dire qu'un programme mathématique informatique d'une valeur de 1 million de dollars nous a permis d'extraire du système, heure par heure, la valeur de l'énergie marémotrice. Nous avons étudié le système avec et sans l'énergie marémotrice, et nous avons examiné les différences, pour chaque tranche horaire. Nous avons pu, à partir de ces différences, déterminer la valeur de l'énergie marémotrice, dans ce système.

La prochaine série de diapositives correspond aux résultats qu'on a pu tirer de cette évaluation, et vous remarquerez deux points intéressants. Tout d'abord, vous verrez combien d'énergie le réseau des Maritimes peut utiliser, selon la taille de la centrale. Dans ce cas précis, on constate que le site A-6, c'est-à-dire le système qui a une puissance de 1500 mégawatts, dessiné en rouge avec la courbe dans la partie rouge, peut utiliser environ 80 p. 100 l'énergie marémotrice produite. Les provinces maritimes peuvent absorber 80 p. 100 de cette énergie, le reste devant soit être exporté vers des installations environnantes, soit être redistribué dans le temps. Cette dernière expression signifie qu'il faudrait prévoir des installations de stockage supplémentaires afin de pouvoir utiliser plus tard l'énergie marémotrice que les Maritimes ne pourraient pas utiliser. En fait, ce sont la courbe rouge et l'endroit qui se trouve en-dessous de cette courbe qui sont importants. Dans le cas d'une installation de 1500 mégawatts environ 80 p. 100 de la production pourrait être utilisée.

La diapositive suivante montre que pour une usine de 1000 mégawatts, on pourra utiliser légèrement plus que 80 p. 100 de l'énergie produite.

La dernière diapositive montre que pour une centrale de 4000 mégawatts, seulement 60 p. 100 de l'énergie produite pourrait être utilisée par les Maritimes, le reste devant être exporté. Par conséquent, une grosse usine marémotrice devrait s'appuyer sur un marché d'exportation, et comme nous l'avons déjà dit, nous avons étudié deux marchés d'exportation: la Nouvelle-Angleterre et le Québec.

Voilà donc un résultat de cette analyse. Même si les productions d'énergie étaient irrégulières, le Réseau des Maritimes est suffisamment gros pour les absorber et pour utiliser, dans le cas d'une petite usine, environ 80 p. 100 de l'énergie produite. Pour une usine de taille plus imposante, le réseau pourrait utiliser 50 p. 100 de l'énergie.

L'analyse suivante a eu pour objet de déterminer quels types d'énergie peuvent être remplacés par l'énergie marémotrice. Pour une usine de 1500 mégawatts, environ 60 p. 100 de



*[Texte]*

tidal is oil; about 10 per cent is coal and about 20 per cent is nuclear. So, this result gives you a picture of the value of tidal.

Depending on what price you want to use for oil, you can then determine the price of tidal. The analysis we did shows you the physical units being displaced. The economic evaluation says that for oil we will use \$20 a barrel, for coal we will use \$30 a ton, and so forth. With those two entities, one can therefore determine the value or the revenues generated by tidal. This is for the middle-sized plant, this is for the small plant. Again, about 60 per cent of all the energy displaced is oil and this is for the large plant.

## • 1620

Another interesting point of this analysis is that as you go out in time the relative value of tidal decreases because the amount of oil being displaced reduces. If you will recall, a lot of the new generating source put on the system is nuclear. You can see again that corroborates the fact that as you go out in time, tidal will tend to displace nuclear energy. The value of nuclear is so much less that the value of tidal because the cost of generation of nuclear is less than that of oil. So this is conceptually the second result of our analysis.

Breaking it down in terms of physical quantities, we looked at oil; coal and uranium for each of the three sites, B9, A6, and A8. In 1990, we predict or we forecast that the Maritime power system will consume about eight and a half million barrels of oil. We have determined that the B9 Site, which requires an export market, would displace about 12 million barrels of oil; so in relative value to the integrated Maritime system, it is about 140 per cent. The A6 site will displace about 4 million barrels of oil, and that is about 50 per cent of the Maritime integrated system full consumption. So this particular table shows you, in terms of relativity, the amount of oil being displaced by tidal. The small site is about 35 per cent. Again, tidal will also displace coal and will also displace uranium, but the most important column is the one on fuel oil.

This again is a complex mathematical analysis to prove the economics and I will not go through that. The results of our analysis are really twofold. You can see two graphs; one is a curve which is increasing over the years and the other is a horizontal line. The graph which is increasing over the years is the value of tidal power. It is a present worth analysis of the value of tidal power; and there are really two values: the value in terms of fuel and the value in terms of the capital that it displaces. The horizontal line is the cost of tidal power. The

*[Traduction]*

l'énergie remplacée par l'énergie marémotrice correspondrait au pétrole, 10 p. 100 au charbon, et environ 20 p. 100 à l'énergie nucléaire. Cela vous donne donc une idée d'ensemble de la valeur de l'énergie marémotrice.

Suivant le prix que vous voulez demander pour le pétrole, vous pouvez ensuite déterminer le prix de l'énergie marémotrice. L'analyse que nous avons faite montre quelles unités physiques ont été remplacées. L'évaluation économique explique que pour le pétrole, nous utiliserons \$20 par baril, pour le charbon \$30 la tonne, etc. Il est donc possible, pour ces deux sources d'énergie, de déterminer la valeur de l'énergie marémotrice ou les revenus que celle-ci procure. On a d'un côté la situation pour l'usine de taille moyenne, de l'autre côté celle de l'usine de petite taille. Je répète que pour les grosses usines, environ 60 p. 100 de l'énergie remplacée correspond à du pétrole.

L'analyse a révélé un autre point intéressant, à savoir qu'au fur et à mesure qu'on avance dans le temps, la valeur relative de l'énergie marémotrice décroît parce que la quantité de pétrole remplacé va en diminuant. Et, si vous vous rappelez, un grand nombre des nouvelles installations génératrices d'énergie ajoutées au réseau sont nucléaires. Cela vient donc appuyer notre affirmation suivant laquelle l'énergie marémotrice remplacera de plus en plus l'énergie nucléaire. La valeur de l'énergie nucléaire est très inférieure à la valeur de l'énergie marémotrice parce que le coût de production de l'énergie nucléaire est inférieur à celui de production du pétrole. Voilà donc, présenté sous forme conceptuelle, le deuxième résultat de notre analyse.

Nous avons préparé une ventilation, par quantité de pétrole, de charbon et d'uranium, pour chacun des trois sites, c'est-à-dire les sites B9, A6 et A8. D'après nos prévisions, la consommation du Réseau intégré des Maritimes atteindra en 1990 environ 8 millions et demi de barils de pétrole. Nous avons également calculé que le site B9, qui doit s'appuyer sur un marché d'exportation, remplacerait environ 12 millions de barils de pétrole. Par rapport au Réseau intégré des Maritimes, cela correspondrait, en valeur relative, à environ 140 p. 100. Le site A6 remplacera environ 4 millions de barils de pétrole, ce qui correspond à environ la moitié de la consommation totale du Réseau intégré des Maritimes. Ce tableau montre donc, en valeur relative, la quantité de pétrole remplacée par l'énergie marémotrice. Pour le petit site, il s'agit d'environ 35 p. 100. Je répète encore une fois que l'énergie marémotrice remplacera également le charbon et l'uranium, mais la colonne la plus importante est celle qui correspond au mazout.

Ici encore, nous avons une analyse mathématique assez complexe qui démontre la rentabilité du système, mais je ne veux pas m'attarder là-dessus. Les résultats de notre analyse sont en fait doubles. Il y a deux lignes: une ligne courbe ascendante et une ligne horizontale. La courbe ascendante qui s'accroît avec les années donne la valeur de l'énergie marémotrice. Il s'agit d'une analyse de la valeur actuelle de l'énergie marémotrice et il y a en fait deux valeurs: la valeur par rapport au combustible et la valeur par rapport au capital



## [Text]

intersection of these two lines will then tell you whether tidal is economic or not.

In the large B9 Site, you can see that these two curves do intersect and the analysis then shows that it is economic. The A6 site, which is the middle-sized site, the Shepody Basin Site, shows that these two curves do not intersect. The value of tidal, which is the curved graph, is much less than the cost, which is the horizontal graph. These two things do not intersect and the analysis shows that tidal is not economic. The last analysis shows that over the period of the analysis the two curves really intersect right at the end, and this is marginally economic.

So one can say that on the basis of this preliminary investigation, the B9 site, which is the large one, is economic; the A6 Site, which is the 1,500 megawatts, is not economic; and the A8 Site which is 1,000 megawatts is marginally economic.

## • 1625

Having said this then for the base case, we then did a sensitivity analysis. I will not bore you with the sensitivity analysis, but I would like to point out that the sensitivity was done on five or six variables; one variable is that we varied the nuclear generation expansion program. As you will recall, we said that the expansion program is heavily nuclear. What would happen if the expansion program was all nuclear? What would happen if due to environmental factors and so forth, we would not allow or permit it to put more nuclear on the system? That is the top end of that graph and you can see that the more the nuclear scenario that you have on your system, the more economic the system is; the benefit cost ratio is greater than one. One means in benefit cost ratio that the system is economic. Anything greater than one means it is more economic. Any coefficient less than one means that it is not economic.

Other things that we varied were fuel costs, interest rates, load growths and so on. After we did this sensitivity analysis, we came up with what we call the global sensitivity which came to the conclusion again that the B9 Site is economic with a benefit to cost ratio of 1.2 which means that the benefits are 20 per cent greater in the total final analysis than the costs. A8 is the same and, again, the A6 Site is not economic.

And then, the break-even which is another important factor. If these things are economic, when do they break even? On any large giant electrical power project, the break-evens are long and this is no exception, the break-evens are 30 to 35 years but the plant life is about 65. So, the break-even point occurs at about 50 per cent of the acid light life of the plant. So, this then is the basic conclusion of the tidal power reassessment study.

Having done the economics, one also has to look at the financial implications of the study. And the financial implica-

## [Translation]

remplacé. La ligne horizontale correspond au coût de l'énergie marémotrice. L'intersection de ces deux lignes indique si l'énergie marémotrice est rentable ou non.

Au site B9 vous pouvez constater que les deux courbes se croisent; l'analyse conclut donc à la rentabilité. Pour le site A6, c'est-à-dire le Bassin Shepody, qui est de taille moyenne, les deux courbes ne se croisent pas. La valeur de l'énergie marémotrice représentée par la courbe, est de beaucoup inférieure au coût, représenté par la ligne horizontale. Les deux lignes ne se croisent pas. On en déduit donc, dans ce cas, que l'énergie marémotrice n'est pas rentable. La dernière analyse montre que pour la période globale de l'analyse, les deux courbes se croisent à la fin. L'opération est donc marginalement rentable.

On peut donc conclure, d'après les résultats de ces premiers travaux de recherche, que le site B9, le plus grand est rentable, que le site A6, d'une puissance de 1,500 mégawatts, ne l'est pas, et que le site A8, d'une puissance de 1,000 mégawatts l'est, mais marginalement.

Nous avons ensuite effectué une analyse de la sensibilité aux impondérables. Je ne vous ennuierai pas en vous donnant les détails de cette analyse, mais je souligne que nous avons utilisé cinq ou six variables, et notamment le programme d'expansion de la part du nucléaire. Vous vous souvenez peut-être que nous avons dit que le programme d'expansion comprenait une grande part de nucléaire. Que se passerait-il si le programme d'expansion ne comprenait que de l'énergie nucléaire? Que se passerait-il si, à cause de facteurs écologiques et autres, nous ne pouvions pas augmenter la part du nucléaire dans le réseau? On le voit au haut du graphique qui démontre que plus la part du nucléaire est grande, plus le réseau est rentable. Le rapport bénéfices/coûts est supérieur à 1. Un rapport de 1 signifie que le projet est rentable. Si le rapport est supérieur à 1, il est plus rentable que; s'il est inférieur à 1, le projet ne l'est pas.

Nous avons également fait intervenir les coûts des combustibles, les taux d'intérêt, les croissances de la charge, etc. Après avoir fait cette analyse de la sensibilité aux impondérables, nous avons calculé la sensibilité globale et avons conclu une fois de plus que le site B9 est rentable, puisque son rapport bénéfices/coûts est de 1.2, ce qui signifie que les bénéfices sont de 20 p. 100 supérieurs aux coûts en dernière analyse. Le rapport demeure le même pour le site A8 et l'on voit que le site A6 n'est pas rentable, encore une fois.

Il y a également le seuil de rentabilité qui est un autre facteur important. Si le projet est rentable, quand peut-on espérer atteindre le seuil de rentabilité? Le seuil est toujours très éloigné lorsqu'il s'agit de projets hydro-électriques aussi gigantesques, et celui-ci ne fait pas exception. On prévoit d'atteindre le seuil de rentabilité dans 30 ou 35 ans, mais la durée utile de l'usine est environ 65 ans. On atteindra donc le seuil de rentabilité vers la moitié de la durée utile de l'usine. C'est là la conclusion fondamentale de la réévaluation de l'énergie marémotrice.

Après avoir étudié la rentabilité, il a fallu étudier les aspects financiers. Nous avons calculé le prix de revient du service

## [Texte]

tions are quite simply this; what we did was determine what the cost of service was without tidal, and you can see that that is the sort of smooth graph which does not have a bump, and the other graph is the cost of service with tidal. You can see that as soon as you put tidal power in there is a very, very high front-end loading cost because tidal power is very capital intensive. Once it is there, the energy costs are practically zero. So, you can see that the uniqueness of tidal power, although it is economic, does produce a very capital intensive profile, a very high front load. In this particular analysis, this is the A8 Site and this is the B9 Site, again, the profile is there that as soon as you put the tidal power plant in the costs go up, but after seven or eight years the cost of tidal power is less than the cost of a system without tidal power. Now, the analysis, the feasibility study shows that the maritime systems would not be able to afford the financial implications of such a profile.

So that, gentlemen, is the conclusion of my slide presentation. If there are any questions, I would be most happy to answer them.

**The Chairman:** Yes. As you can hear, we may be called away from the meeting more quickly than we had planned. However, Mr. Normand is going to inquire as to when the vote will take place, so we could begin questions.

• 1630

Just before I give the floor to one of the members, Mr. Karas, are all those illustrations included in the documents that we have?

**Mr. Karas:** Yes. I made sure that my slide presentation followed this report very closely because this is the official version and I did not want to add or subtract anything from this particular report.

**The Chairman:** This is the document entitled *Reassessment of Fundy Tidal Power*?

**Mr. Karas:** Exactly.

**The Chairman:** Thank you. Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, a very few short questions. Is the system in France a single-effect system?

**Mr. Karas:** No, sir, it is the double-effect tidal power.

**Mr. MacBain:** What determines the amount of energy available from a site, if you can answer just very, very briefly?

**Mr. Karas:** The topography of the basin. The size of the basin itself really determines the amount of energy that can be extracted. The number of sluices, the number of gates you put in, and the number of turbines that you put into that particular site. These are the three variables.

**Mr. MacBain:** Thank you. You mentioned the words "additional storage" and I did not catch what you meant by them. I know what you mean if it is hydroelectric because you can build dams, coffer-dams and you can hold the water back—but what do you mean?

**Mr. Karas:** Well, in this particular analysis, we use the terminology "pump storage", and what it means is that you

## [Traduction]

sans exploitation de l'énergie marémotrice, et vous voyez que cela nous donne une courbe régulière sans heurts. L'autre courbe représente le prix de revient du service avec exploitation de l'énergie marémotrice. On peut voir que dès que cette dernière entre en jeu, les investissements de départ sont très importants. Après cela, les coûts tombent pratiquement à zéro. Cela nous montre en quoi l'énergie marémotrice est unique. En effet, même si elle est rentable, elle est très coûteuse au départ. Vous avez ici les sites A8 et B9 où l'on retrouve les mêmes courbes. Dès qu'on construit une usine marémotrice, les coûts augmentent, mais après 7 ou 8 années, ils tombent au-dessous des coûts d'un système sans énergie marémotrice. L'étude de rentabilité économique nous indique que le réseau des Maritimes ne pourrait pas se payer un tel luxe.

Sur ce, je mets fin à mon exposé. Si vous avez des questions, je serais très heureux d'y répondre.

**Le président:** Nous serons peut-être obligés de quitter la salle plus rapidement que nous ne l'avions prévu. Toutefois, nous pouvons commencer à poser des questions pendant que M. Normand va s'informer de l'heure à laquelle le vote aura lieu.

Avant de donner la parole à quelqu'un, monsieur Karas, tous ces tableaux sont-ils inclus dans les documents que nous avons?

**M. Karas:** Oui. J'ai fait concorder mes diapositives avec le rapport parce que c'est la version officielle et que je ne voulais pas y ajouter ou en retrancher quoi que ce soit.

**Le président:** C'est le document intitulé *Réévaluation de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy*?

**M. Karas:** Oui.

**Le président:** Merci. Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Monsieur le président, quelques courtes questions. L'usine de France est-elle une usine à effet simple?

**M. Karas:** Non, c'est un système à effet double.

**M. MacBain:** Qu'est-ce qui détermine la quantité d'énergie disponible, si vous pouvez me répondre brièvement?

**M. Karas:** La topographie du bassin. C'est la taille du bassin lui-même qui détermine la quantité d'énergie qu'on peut en extraire, ainsi que le nombre de pertuis, le nombre d'ouverture et le nombre de turbines installés sur le site. Ce sont les trois variables.

**M. MacBain:** Merci. Vous avez parlé de «stockage supplémentaire» et je n'ai pas compris ce que vous vouliez dire par cela. Je sais ce que cela veut dire s'il s'agit d'énergie hydro-électrique, parce qu'on peut construire des barrages, des batardeaux afin de retenir l'eau, mais qu'avez-vous voulu dire par cette expression?

**M. Karas:** Dans cette analyse, on utilise l'expression stockage par pompage. Cela veut dire que si l'on crée un réservoir



[Text]

create a reservoir at a high level, be it a plateau, next to a favourable site where you have water, or you develop a low basin and a high basin and "pump storage" means that, when the energy is not required for the system, you use that energy to pump power or to pump water from the low basin to a high basin and store it. Then, during the peak time of the day when you require the energy, you open the gates and use the generators to generate power. That is when we use the terminology, "retiming energy" or "pump storage".

**Mr. MacBain:** One final question, Mr. Chairman. Why is the largest site more economic? Is that because of the economy of scale; is that the reason?

**Mr. Karas:** The larger site is more economic. Well, we showed that both the A8 and the B9 had a benefit-to-cost ratio of 1.2 so, relatively speaking, they are comparatively the same in terms of economics.

It is again the topography of the site itself which determines the amount of energy that can be extracted and the type of facilities you must have in terms of sluices and so forth and the cost. It is a matter of the cost of the development and the energy being produced.

**Mr. MacBain:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Rose, please. Oh, excuse me. Yes?

**Mr. R. H. Clark (Representative, Inland Waters Directorate, Environment Canada):** Mr. Chairman, very simply, the potential energy at the site is simply a function of the area and the square of the range, and in Minas Basin the range of tides is higher than that in Cumberland Basin which is the primary reason why the power potential of the Minas Basin site is greater than that of the other two sites and why, therefore, the unit cost is less.

**An hon. Member:** Thank you.

**Mr. Rose:** Still following along that same line, a lot of studies such as the complex one you have undertaken are based on certain kinds of assumptions, are they not?

**Mr. Karas:** Yes.

**Mr. Rose:** For instance, you are assuming that there is not going to be any technological development or redevelopment or improvement in the generation methods—of how power is generated. I assume that you are basing your assumptions on generation on a minimal kind of head. Is that not right? That is why the fall or the size or the difference between the high tide and the low tide is so important to you and trapping this water in the basin, either having it come in or coming out. Is that not the case?

• 1635

**Mr. Karas:** Well, we looked at different types of system operation and one that we looked at, which is the double effect scheme, included pumping, included varying this particular head, included the opportunity that as the tides come in one can pump more water into the basin to increase the head. This is the double effect scheme. But we found that when we did this, costs were increased, and the objective analysis of this whole thing is to minimize total system costs.

[Translation]

en hauteur, par exemple, sur un plateau, près d'un site favorable où il y a de l'eau, et qui se trouve plus bas, on peut utiliser toute l'énergie qui n'est pas requise par le système pour pomper l'eau du bassin inférieur au bassin supérieur et l'y stocker. Plus tard, durant les périodes de pointe, lorsque l'énergie est nécessaire, on peut ouvrir les portes et utiliser cette eau pour produire de l'électricité. C'est ce qu'on appelle la redistribution dans le temps de l'énergie ou le stockage par pompage.

**M. MacBain:** Une dernière question, monsieur le président. Pourquoi le site le plus grand est-il le plus rentable? Est-ce à cause des économies d'échelle?

**M. Karas:** Le site le plus grand est en effet plus économique. Nous avons montré que les deux sites, A8 et B9, avaient un rapport bénéfices/coûts de 1.2 et peuvent donc se comparer du point de vue économique.

Ici encore, c'est la topographie du site lui-même qui détermine la quantité d'énergie qu'on peut en extraire et le genre d'installations nécessaires, pertuis ou autres, ainsi que le coût. Le résultat est fonction du coût de développement et de l'énergie produite.

**M. MacBain:** Merci.

**Le président:** Monsieur Rose, s'il vous plaît. Excusez-moi. Oui?

**M. R. H. Clark (représentant, Direction des eaux intérieures, Environnement Canada):** Le potentiel énergétique d'un site est calculé à partir de la superficie et de la hauteur des marées au carré. Dans le bassin Minas, les marées sont plus hautes que dans le bassin Cumberland et c'est pourquoi le potentiel énergétique du bassin Minas est supérieur à celui des deux autres sites et pourquoi le coût unitaire en est inférieur.

**Une voix:** Merci.

**M. Rose:** Toujours dans la même veine, beaucoup d'études comme l'étude très compliquée que vous avez effectuée sont basées sur certaines hypothèses, n'est-ce pas?

**M. Karas:** Oui.

**M. Rose:** Vous supposez par exemple qu'il n'y aura pas de progrès technologiques ou d'améliorations des méthodes de production de l'énergie. J'imagine que vous avez tenu compte d'une production calculée en fonction d'une chute minimale, n'est-ce pas? C'est sans doute pour cela que la différence entre la marée haute et la marée basse est si importante pour vous et la raison pour laquelle vous retenez cette eau dans le bassin, n'est-ce pas?

**M. Karas:** Nous avons examiné divers systèmes dont celui à effet double, qui comprend le pompage, qui signifie qu'on peut varier la chute et qui permet, lorsque la marée monte, de pomper plus d'eau dans le bassin pour augmenter le débit de la chute. C'est ce qu'on appelle le système à effet double. Néanmoins, nous avons constaté que ce faisant, les coûts augmentaient et l'analyse objective de toute cette question vise à réduire au minimum le coût global du système.



## [Texte]

**Mr. Rose:** I understand that; I have no trouble understanding that; but what I do have difficulty with is whether or not you, as experts, feel that there are going to be technological breakthroughs in the way in which electricity is generated in the turbines. There are tremendous forces at work here and yet we still seem to be basing our electrical generation assumptions on thaw, on head, or distance. Is that the case or not?

**Mr. Clark:** You are thinking in terms of the wave energy?

**Mr. Rose:** Yes . . .

**Mr. Clark:** Of the run and the wind energy and currents . . .

**Mr. Rose:** Are you not at the moment conducting a low-head pilot project to determine the effect of low head on tide that you hope to be able to transfer to rivers? Is that not the case?

**Mr. Clark:** This particular development that you are talking about is Annapolis. But let me explain first that very low-head developments have only been possible, say, in the last 40 years with the development of the bulb-type turbine in about 1938 or so. It is used successfully in a lot of river plants in Europe and it has been used, of course, on the tidal development on the Rance.

Now, the new technology of this turbine, straightflow turbine, a prototype of which is being constructed in Annapolis causeway, will reduce the costs. It will still have to have heads of about 1.5 to 2 metres minimum before it will generate but the costs will be less: perhaps 15 per cent less than the cost—at least this is what they claim—15 per cent less than the cost of a bulb-type turbine; but it may not have the flexibility. And the 15 per cent reduction in costs will not turn the economics on tidal—it will not be sufficient to turn the economics on tidal.

The technology breakthroughs have been made for the development of tidal: there is no doubt in my mind whatsoever that we have the technology now for tidal development—it has been proven. There is the pilot plant at La Rance and we have now the new technology which has been—well, we do not extrapolate, we actually interpolate when we are talking about the floating caissons with the turbines actually installed, floating them to the site and placing them on the site, which may be cheaper in some cases—

**Mr. Rose:** As far as construction is concerned.

**Mr. Clark:** Yes, as far as construction is concerned.

So we have the technology, we have the concrete technology, for a mean environment. There is nothing, really, as far as the technology is concerned, to stand in the way of a tidal development.

**Mr. Rose:** But you do not really expect any technological breakthroughs that . . .

**Mr. Clark:** Not for the development of the tides, no. Not in this century, certainly.

**Mr. Rose:** Did your projections take into account the recent interest in conservation and energy use? I mean, we have made

## [Traduction]

**M. Rose:** Je comprends; je n'ai aucun mal à le comprendre. Ce que j'ai du mal à comprendre, c'est si, comme experts, vous estimez ou non qu'il y aura des percées technologiques dans le domaine de la turbogénération. Les enjeux sont énormes et, pourtant, nous continuons à fonder nos calculs pour la production d'énergie hydro-électrique sur le dégel, sur la chute ou la distance. N'est-ce pas le cas?

**M. Clark:** Vous voulez parler de l'énergie ondulatoire?

**M. Rose:** Oui . . .

**M. Clark:** De l'énergie marémotrice et éolienne, et des courants . . .

**M. Rose:** N'avez-vous pas entrepris un projet pilote sur la basse chute pour juger de l'effet de la basse chute sur la marée que vous espérez pouvoir appliquer dans les fleuves? Nest-ce pas juste?

**M. Clark:** Vous parlez de ce qui s'est fait dans la vallée d'Annapolis. Laissez-moi d'abord vous expliquer que les installations à basse chute ne sont possibles que depuis 40 ans, grâce à la mise au point d'une turbine-bulbe vers 1938. On utilise avec succès ce système dans plusieurs usines fluviales en Europe, comme d'ailleurs on l'a utilisé dans l'aménagement marémotrice sur la Rance.

La nouvelle technologie en matière de turbine se trouve être la turbine «flow-through», dont on construit un prototype au barrage d'Annapolis et qui réduira les coûts. Il faudra quand même maintenir des chutes d'un minimum d'environ 1.5 à 2 mètres pour produire de l'énergie, mais les coûts seront moindres. Peut-être 15 p. 100 de moins, du moins c'est ce qu'on prétend, 15 p. 100 de moins qu'avec une turbine-bulbe; mais les possibilités d'utilisation seront peut-être moindres. De toute manière, une réduction de 15 p. 100 des coûts ne renversera pas l'aspect économique; cela ne suffira pas à rendre ce système suffisamment rentable.

Les percées technologiques ont déjà eu lieu pour permettre l'exploitation des forces marémotrices: il ne fait aucun doute, à mon avis, que nous possédons maintenant la technologie nécessaire pour produire de l'énergie marémotrice, c'est prouvé. Il existe une usine pilote à La Rance, et nous possédons maintenant la nouvelle technologie qui a été—en fait nous n'extrapolons pas, nous interpolons lorsque nous parlons des caissons flottants qui contiennent les turbines et qui permettent de les flotter jusqu'au site, de les installer, ce qui est, dans certains cas, moins coûteux . . .

**M. Rose:** Pour ce qui est de la construction.

**M. Clark:** Oui, pour ce qui est de la construction.

Nous possédons la technologie, une technologie concrète dans un environnement dangereux. Il n'y a vraiment rien, du point de vue de la technologie, qui gêne l'exploitation des forces marémotrices.

**M. Rose:** Vous ne vous attendez donc pas vraiment à ce qu'il y ait des percées technologiques qui . . .

**M. Clark:** Pas en ce qui touche l'énergie marémotrice. Certainement pas au cours du présent siècle.

**M. Rose:** Vos prévisions ont-elles tenu compte de l'intérêt récent qu'on manifeste envers la conservation et l'utilisation de

*[Text]*

certain kinds of assumptions. We once heard that we were going to double our energy capacity every seven years. Now, that is not the case any longer. There have been revised figures for that. We have developed a much greater consciousness, for instance, of conservation. Are your projections going to be affected by those newer, social developments? What was one of the . . .

• 1640

**The Chairman:** Unfortunately I will have to cut off the meeting. The members have to leave for the vote. I do not know when we can schedule you people back. I am very sorry that this happened, because I am sure it would have been one of our very interesting meetings. Perhaps Mr. Clay, our project manager, and with his staff—we could communicate with you, Dean, and you could perhaps get in touch with our witnesses and submit the questions in writing from this committee. And if we can re-schedule them at a later date, naturally with your convenience, as well as ours and mine, we could maybe get through.

**Mr. Rose:** Just on a point of order; this has been an excellent presentation. It is unified; it is interesting; a lot of work has gone into it. I think the witnesses should know that, or know that at least I feel that way. But a vote sometimes could be over within 20 minutes. You are an expert, you know how long these can take.

**The Chairman:** The Whip says right now, come on over we are going to have it right away. But you know . . .

**Mr. Rose:** Well if we have it right away, then why can we not come back.

**The Chairman:** If we have it right away. Sometimes one side is ready, as you know; the other side is not, and we could be waiting around there for 20-25 minutes which we do not know.

**An hon. Member:** And two of the members have to leave anyhow.

**The Chairman:** This is why I do not want to make the witnesses wait around. We could be gone half an hour or more and it would be too late.

I am sorry, but we have to adjourn now till tomorrow. Thank you.

*[Translation]*

l'énergie? Je veux dire que nous avons formulé certaines suppositions. A une certaine époque, on nous disait que nous allions doubler notre capacité énergétique à tous les sept ans. Maintenant, ce n'est plus le cas. On a révisé les chiffres. Nous sommes beaucoup plus conscients, par exemple, de la conservation. Vos prévisions vont-elles se ressentir de ces récents événements sur le plan social? Quel était l'un des . . .

**Le président:** Malheureusement, je vais devoir mettre fin à la réunion. Les députés doivent se rendre au vote. Je ne sais pas quand nous pouvons prévoir une nouvelle comparution. Je regrette beaucoup, car je suis persuadé que ce fut l'une de nos réunions les plus intéressantes. Peut-être, monsieur Clay, notre directeur de projet, et son personnel—pourrions-nous communiquer avec vous, Dean, et vous pourriez peut-être communiquer avec nos témoins et leur soumettre les questions écrites des membres du Comité. Si nous pouvons fixer une date de comparution ultérieure de nos témoins, naturellement, à leur convenance, comme à la nôtre, et à la mienne, nous pourrions peut-être le faire.

**M. Rose:** Un rappel au Règlement; ce fut une excellente présentation, unifiée, intéressante, beaucoup de travail a été fait. Je crois que les témoins devraient le savoir, ou tout au moins, devraient savoir que c'est mon opinion. Il arrive parfois qu'un vote soit terminé en 20 minutes. Vous êtes expert, vous savez combien de temps il faut.

**Le président:** Le whip me dit tout de suite, venez maintenant, le vote aura lieu tout de suite. Vous savez . . .

**M. Rose:** Si nous l'avons tout de suite, pourquoi ne pourrions-nous pas revenir?

**Le président:** Si nous l'avons tout de suite. Parfois il arrive qu'un parti est prêt, comme vous le savez, et l'autre parti ne l'est pas et nous pourrions attendre pendant 20 ou 25 minutes ce que nous ne pouvons prévoir.

**Une voix:** Deux des membres du Comité doivent partir de toute façon.

**Le président:** C'est pourquoi je ne veux pas faire attendre nos témoins. Nous pourrions être partis une demi-heure ou plus et alors il serait trop tard.

Je regrette, mais il nous faut remettre la séance à demain. Merci.





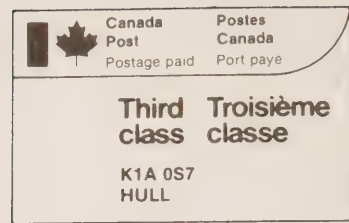












*If undelivered, return COVER ONLY to  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7*

*En cas de non-livraison,  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From National Energy Board:*

#### *On Tidal Energy:*

Mr. A. N. Karas, Assistant Director, Planning Group,  
Electric Power Branch.

### *From Environment Canada:*

Mr. R. H. Clark, Senior Engineering Advisor, Inland  
Waters Directorate.

### *De l'Office national de l'énergie:*

#### *Sur la marée motrice:*

M. A. N. Karas, directeur adjoint, Groupe de planification,  
Direction de l'électricité.

### *De Environnement Canada:*

M. R. H. Clark, conseiller principal en ingénierie, Direction  
générale des eaux intérieures.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 6

Wednesday, July 16, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 6

Le mercredi 16 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

## Alternative Energy and Oil Substitution

## Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy  
and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement  
du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980



SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JULY 16, 1980

(9)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met *in camera* at 3:37 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley and Portelance.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the Clerk of the Committee be authorized to arrange for bus transportation to the CANMET Laboratories in Bells Corners on the afternoon of Tuesday, July 29, 1980.

On motion of Mr. McCauley, it was agreed,—That reasonable travelling and living expenses be paid to witnesses who are invited to appear before the Committee on Alternative Energy and Oil Substitution.

*Agreed.*—That the Clerk of the Committee be authorized to print the Committee's decisions.

At 4:09 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, JULY 16, 1980

(10)

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 4:25 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager; Miss Lynne Myers and Mr. John Graham, Committee Research Officers.

*Witnesses: From National Research Council Canada:* Dr. J. B. Taylor, Program Coordinator, Hydrogen Energy; Dr. J. J. Murray, Research Officer. *From Atomic Energy of Canada Limited:* Dr. Martin Hammerli, Section Leader, Electrochemistry, General Chemistry Branch; *From Energy, Mines and Resources Canada:* Mr. Peter J. Dyne, Director, Office of Energy Research and Development.

Doctor Taylor made an opening statement and, with the witnesses, answered questions.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed that the document presented by Doctor Taylor be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (See Appendix "AEEA-6").

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 16 JUILLET 1980

(9)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à huis clos à 15 h 37, sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley et Portelance.

*Aussi présent:* De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement: M. Dean N. Clay, chef et gestionnaire des projets du Comité.

Sur motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que le greffier du Comité soit autorisé à organiser le transport par autobus aux laboratoires CANMET, à Bells Corners, dans l'après-midi du mardi 29 juillet 1980.

Sur motion de M. McCauley, il est convenu,—Que des frais raisonnables de déplacement et de séjour soient versés aux témoins qui sont invités à comparaître devant le Comité de l'énergie de remplacement du pétrole.

*Il est convenu.*—Que le greffier soit autorisé à faire imprimer les décisions du Comité.

A 16 h 09, le Comité suspend ses travaux, jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 16 JUILLET 1980

(10)

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 16 h 25, sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents:* De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement: M. Dean N. Clay, chef et gestionnaire des projets du Comité; M<sup>lle</sup> Lynne Myers et M. John Graham, chercheurs auprès du Comité.

*Témoins: Du Conseil national de recherches Canada:* M. J. Brian Taylor, responsable du Programme Conversion et stockage. *D'Énergie atomique du Canada Limitée:* M. Martin Hammerli, chef de section, Électrochimie, Direction de la chimie générale. *D'Énergie, Mines et Ressources Canada:* M. Peter J. Dyne, directeur, Bureau de la recherche et du développement énergétiques.

M. Taylor fait une déclaration préliminaire puis, avec les témoins, répond aux questions.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu que le document présenté par M. Taylor soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (Voir Appendice «AEEA-6»).

At 6:06 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

A 18 h 06, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*



## EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

Wednesday, July 16, 1980

• 1628

[Texte]

**The Chairman:** I will now call this meeting to order. We are sorry for the delay and for having our witnesses and other people waiting in the hall, but we had a short business meeting which had to be held in camera.

Today I would like to welcome to the committee, on behalf of the members, a representative from the National Research Council of Canada, Dr. J. Brian Taylor, Program Convenor, Conversion and Storage, who I am sure will have an interesting presentation.

Dr. Taylor, welcome, and the floor is yours.

**Mr. J. Brian Taylor (Program Convenor, Conversion and Storage, National Research Council of Canada):** Thank you, Mr. Chairman. I am going to try to go through this in about 35 minutes. I want to say a few things about hydrogen energy technology. I want to point out some possible Canadian applications for hydrogen energy and I want to pass some brief comments on the Canadian R & D program in hydrogen energy. Almost the whole of what I have to say is on these viewgraphs. You have copies of all these.

Hydrogen, of course, is a gas, and it was discovered a long time ago by Cavendish. It may surprise most people to know that in fact its use as an energy carrier is not recent at all. This goes quite a long way back. Although it did not relate to a use, Jules Verne in 1870 made what really are astonishing statements about hydrogen. I think they are worth reading. He said, in a novel called *Mysterious Island*:

I believe that water will one day be employed as fuel, that hydrogen and oxygen, which constitute it, used singly or together will furnish an inexhaustible source of heat and light of an intensity of which coal is not acceptable. Some day the coal rooms of steamers and tenders of locomotives will, instead of coal, be stored with these two condensed gases, which will burn in furnaces with enormous calorific power.

• 1630

In the 1800s, in fact, we came very close to having a hydrogen energy system. The town gas, which was distributed very much in Europe and to some extent in North America, and continued to be distributed in Europe right through to about 1950, was composed of carbon monoxide and hydrogen and the greater proportion of that gas was, in fact, hydrogen. It was derived from coal and, of course, was displaced by electricity for many purposes and subsequently, of course, by oil.

In 1923, in a Cambridge lecture, there was a recommendation that wind energy be used to produce hydrogen by electrolysis and that a liquid fuel, liquid hydrogen, be prepared and

## TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

Le mercredi 16 juillet 1980

[Traduction]

**Le président:** La séance est ouverte. Nous vous prions de nous excuser de ce retard et de vous avoir fait attendre dans le couloir, mais nous avons dû nous réunir à huis clos pour régler quelques problèmes d'administration interne.

Au nom des membres du Comité, je suis heureux de recevoir aujourd'hui un représentant du Conseil national de recherches du Canada, M. J. Brian Taylor, responsable du programme Conversion et stockage, qui, j'en suis certain, aura une communication intéressante à nous présenter.

Monsieur Taylor, vous êtes le bienvenu. La parole est à vous.

**M. J. Brian Taylor (Responsable du programme Conversion et stockage, Conseil national de recherches du Canada):** Merci, monsieur le président. Je vais m'efforcer de vous présenter mon exposé en quelque trente-cinq minutes. J'aimerais vous dire quelques mots sur la technologie concernant l'hydrogène en tant que source d'énergie, vous présenter quelques applications canadiennes possibles en la matière et faire quelques brefs commentaires sur les programmes canadiens de recherche et de développement à ce propos. Tout ce que j'aurais à vous dire, pratiquement, figure dans les documents qui vous ont été distribués.

L'hydrogène est un gaz qui a été découvert il y a longtemps par Cavendish. Beaucoup de gens seront surpris d'apprendre que son utilisation comme vecteur énergétique n'est absolument pas récente, elle remonte à loin dans le temps. Bien qu'il ne parlait pas de son utilisation, Jules Verne a fait en 1870 des déclarations véritablement étonnantes à propos de l'hydrogène. Je pense qu'il convient de vous les citer. Dans un roman intitulé *L'île mystérieuse*, il déclare:

Dans cent ans, l'eau sera employée comme combustible, l'hydrogène et l'oxygène qui la composent, utilisés ensemble ou séparément, fourniront une source inépuisable de chaleur et de lumière. Un jour, au lieu du charbon, les soutes des navires à vapeur et les tenders des locomotives seront remplis de ces deux gaz condensés qui brûleront dans les chaudières avec un énorme pouvoir calorifique.

En fait, au dix-neuvième siècle, on est arrivé très près du système énergétique à l'hydrogène. En Amérique du Nord et en Europe, où cela a continué à être le cas jusqu'aux environs de 1950, le gaz de ville était composé de monoxyde de carbone et d'hydrogène et c'était d'ailleurs la proportion d'hydrogène qui était la plus grande. Il était dérivé du charbon et, bien sûr, il a ensuite été remplacé par l'électricité, dans bien des cas, puis par le pétrole.

En 1923, dans le cadre d'un cours à Cambridge, on a recommandé l'utilisation de l'énergie éolienne pour produire de l'hydrogène par électrolyse et on a proposé qu'un combustible

## [Text]

used to fuel an energy system. That was never done, but in 1926 the R-101, which was a spaceship, flew regular trips from Britain to Egypt and, in fact, during the later parts of its flights instead of venting the hydrogen it burned the hydrogen as fuel in its engines. It was converted by the people at the Royal Aircraft Establishment to do this. It allowed an improvement in the takeoff cargo capacity of five tons, so it was beneficial. This results, of course, from the saving of the fuel by using the hydrogen from the support buoyancy chambers.

In Canada, in 1933, Stuart, who was the father of the current president of the Electrolyser Corporation Limited, was experimenting with early electrolyzers, he was advocating the use of these electrolyzers to produce hydrogen from surplus electricity and he used the hydrogen as a fuel.

Sikorsky, in 1938, advocated the use of hydrogen for aircraft, this resulting from the fact that hydrogen is a very light material and therefore packs a lot of energy in a given weight, which is very beneficial for aircraft application.

Again, in Canada, at the University of Toronto, King, terminating in about 1950, did a lot of internal combustion engine work on hydrogen.

Moving closer to the present time, just skipping the fuel cells, because I will mention them later, the dawn of the present interest in hydrogen as an energy vector, of course, came in 1973 with the oil crisis. One notable document produced by Gregory, of the Canadian Institute of Gas Technology, entitled *A Hydrogen Energy System* created a great deal of world-wide interest in hydrogen energy. There has been formed an international association for hydrogen energy, there have been numerous international scientific meetings, and there is very considerable world-wide interest in the field. I prefer to call this a hydrogen energy system, although it is frequently referred to as the hydrogen economy. I think I will not argue which is preferable, the basic premise is that from any energy source you can produce hydrogen.

The current method of producing hydrogen is from a fossil source, in Canada it is largely from natural gas. The hydrogen can be produced also from electricity by electrolysis, this is a current technology but it is subject to possible improvements. Clearly, of course, electricity can be produced from nuclear energy, you can, in fact, go from nuclear energy to hydrogen, by-passing the requirement of going through electricity, by using the heat of the nuclear reaction in a chemical process, hence the term the thermo-chemical, and from solar energy you can produce hydrogen. You can produce hydrogen either through a thermo-chemical process using heat derived from the solar energy, or you can go through electricity and produce hydrogen through electrolysis. The electricity would come from solar energy in all its manifestations—wind, tidal and hydraulic.

Having got the hydrogen, hydrogen can be transmitted by pipeline, much as natural gas is presently. It can be stored under pressure, either in small tanks or in underground reser-

## [Translation]

liquide, l'hydrogène liquide, soit préparé et utilisé pour alimenter un système énergétique. Cela n'a jamais été fait mais, en 1926, un aéronef, le R-101, a relié régulièrement la Grande-Bretagne à l'Égypte; dans la dernière partie de ses vols, au lieu de relâcher l'hydrogène, il le brûlait comme combustible dans ses moteurs. L'aéronef avait été transformé à cette fin par les techniciens du Royal Aircraft Establishment. Ainsi, on pouvait accroître de 5 tonnes le volume de la cargaison au décollage, ce qui était très intéressant. Cela tenait bien sûr à l'économie de carburant réalisée grâce à l'utilisation de l'hydrogène des caissons de flottabilité d'appoint.

En 1933, au Canada, Stuart, le père de l'actuel président de la société Electrolyser Corporation Limited mettait au point les premiers électrolyseurs et il en défendait l'utilisation pour produire de l'hydrogène à partir des surplus d'électricité et pour utiliser l'hydrogène comme combustible.

En 1938, Sikorsky proposait d'utiliser l'hydrogène dans les avions, du fait que l'hydrogène est très léger et que, pour un poids donné, il renferme une quantité d'énergie importante, ce qui permet des applications très intéressantes dans l'aviation.

Aux environs de 1950, à l'université de Toronto, au Canada, King a réalisé de nombreuses expériences en utilisant de l'hydrogène dans des moteurs à combustion interne.

Rapprochons-nous de l'époque actuelle et laissons de côté les piles à combustible dont nous reparlerons plus tard. C'est bien sûr la crise pétrolière de 1973 qui a ranimé l'intérêt actuel pour l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Un important document rédigé par Gregory, de l'Institut canadien sur la technologie des gaz et intitulé *Un système énergétique fondé sur l'hydrogène* a considérablement attiré l'attention du monde entier sur l'énergie de l'hydrogène. Une association internationale a été formée pour étudier la question, il y a eu de nombreuses réunions internationales de scientifiques et le monde entier s'est profondément intéressé à ce domaine. Je préfère parler d'un système énergétique fondé sur l'hydrogène bien que l'on parle souvent de l'économie de l'hydrogène. Je ne chercherai pas à discuter pour savoir quelle est l'expression la plus souhaitable, car il se trouve en fait que l'on peut produire de l'hydrogène à partir de n'importe quelle source d'énergie.

Au Canada, c'est à partir des combustibles fossiles que l'on produit actuellement de l'hydrogène, et surtout à partir du gaz naturel. L'hydrogène peut également être produit par électrolyse, en faisant appel à l'électricité; il s'agit d'une technique utilisée actuellement mais qui pourra faire l'objet d'améliorations. Par ailleurs, on peut produire de l'électricité à partir de l'énergie nucléaire, mais en fait, on peut passer de l'énergie nucléaire à l'hydrogène sans avoir recours à l'électricité mais en utilisant, dans un processus chimique, la chaleur de la réaction nucléaire, d'où l'utilisation du terme «thermo-chimique»; bien sûr, il est également possible de produire de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire. Il est possible de produire de l'hydrogène par un processus thermo-chimique utilisant la chaleur de l'énergie solaire ou par le biais de l'électricité, par électrolyse. L'électricité serait tirée de l'énergie solaire, sous tous ses aspects, de l'énergie éolienne, de l'énergie marémotrice et de l'énergie hydraulique.

Maintenant que nous avons l'hydrogène, celui-ci peut se transporter par hydrogènoduc, tout comme on transporte actuellement le gaz naturel par gazoduc. Il peut être stocké



## [Texte]

voirs like natural gas. It can also be converted to a liquid at a very low temperature. This is somewhat inconvenient and much less convenient than a liquid hydrocarbon fuel. It can also be stored in a solid metal alloy, which is referred to as a hybride here.

• 1635

In terms of uses, hydrogen can be substituted for any current fuel in an end use application. So it can be burnt in an internal combustion engine, the top one there, it can be burnt in a gas turbine, and it is, at the bottom, currently used to produce chemicals, and to some extent produce synfuels. There is one thing that is rather specific to the hydrogen situation here, the fuel cells. There is one thing you can do with hydrogen which is really quite attractive, you can turn it back to electricity with very high efficiency of conversion and that, other fuel systems do not allow you to do.

Now, we have here projections for energy demand in Canada. The base year is shown as 1985. The scenario chosen here is an average annual growth of 1.6 per cent in total primary energy. The amount of hydrogen is shown on the next line. We currently do use quite large amounts of hydrogen in our energy system. They do not get outside the factory gate, and therefore they are really quite invisible. As a percentage of the total energy, the hydrogen is shown on the third line there, shown also to be growing during this period, and is projected at 2.4 per cent average annual growth. Appearing on the very bottom line as a hydrogen derived from a nonfossil source, this separating it from the currently produced hydrogen which comes from a fossil source. I have not shown a growth for that hydrogen because an average annual percentage growth would be fairly meaningless if you look at the figures and see the type of growth that it is displaying.

In terms of where this hydrogen is going and where it is going to go, you can see from these pie charts again, sort of taking the same 1985 base year and going through to 2025, that area of the chart shows the projected growth in the amount of hydrogen.

The hydrogen is currently used to produce ammonia, on the left there, John, for fertilizer use. It is also used in the oil refining industry. Regarding its use in the oil refining industry, all the fuels contain carbon and hydrogen and the ratio of carbon to hydrogen has a considerable influence on the properties of the fuel. The hydrogen is used to regulate this ratio. It is also used to produce methanol, at the top section there, and there is some use in metallurgy. Methanol, of course, from my point of view, should be viewed as a hydrogen carrier. It has one carbon atom, one oxygen atom and four hydrogen atoms. That is my argument for viewing it as a carrier of hydrogen. I skipped over the metallurgy, but the use of hydrogen in metallurgy allows for the replacement of the metallurgical coke with hydrogen which is used as a chemical reducer to change the iron ores into iron.

Appearing on the right-hand pie chart is a small segment marked energy. Now, this is a segment which is believed to be the extent of the direct use of hydrogen in energy by the year

## [Traduction]

sous pression, dans de petits réservoirs ou dans des poches souterraines comme le gaz naturel. Il peut également être liquéfié à très basses températures. C'est assez peu pratique, bien moins que pour un hydrocarbure liquide. Il peut également être stocké dans un alliage de métaux solides, et, à ce propos, on parle d'hydrures.

Pour ce qui est de ses utilisations, l'hydrogène peut remplacer n'importe quel combustible utilisé à l'heure actuelle. Il peut servir de carburant dans un moteur à combustion interne, il peut être brûlé dans une turbine à gaz, on l'utilise pour fabriquer des produits chimiques et, dans une certaine mesure, des combustibles synthétiques. L'hydrogène a une particularité qui concerne les piles à combustible. L'hydrogène est très intéressant en ce sens qu'il permet la production d'électricité et, dans ce cas, le rendement de la transformation est très élevé, ce qui n'est pas le cas avec les autres combustibles.

Voici des prévisions concernant la demande énergétique au Canada. C'est 1985 qui sert ici d'année de référence. Pour l'ensemble de l'énergie primaire, ici une croissance annuelle moyenne de 1.6 p. 100. L'hydrogène figure sur la ligne suivante. Notre système énergétique actuel fait appel à d'importantes quantités d'hydrogène. Cependant, cet hydrogène n'est pas utilisé en dehors des usines et, par conséquent, il est en quelque sorte invisible. Sur la troisième ligne, nous avons l'hydrogène en tant que pourcentage de l'énergie globale; on prévoit une croissance annuelle moyenne de 2.4 p. 100. Tout en bas, nous avons l'hydrogène tiré de sources non fossiles, et nous établissons donc ici une distinction avec l'hydrogène produit actuellement à partir de sources fossiles. Tout pourcentage de croissance annuelle moyenne n'aurait pas grande signification ici vu les chiffres et le type de croissance en question.

Passons aux utilisations actuelles et futures de l'hydrogène et vous pouvez voir par ces tableaux, qui utilisent l'année 1985 comme référence et qui font état de prévisions jusqu'en 2025, quelle est la croissance prévue de l'utilisation de l'hydrogène.

A l'heure actuelle, l'hydrogène est utilisé pour produire l'ammoniac, servant à fabriquer des engrais. Il est également utilisé dans les raffineries de pétrole. A ce propos, tous les combustibles contiennent du carbone et de l'hydrogène, et le rapport entre les deux a une influence considérable sur les propriétés du combustible. L'hydrogène sert à régulariser ce rapport. Il sert également à produire du méthanol et il est utilisé en métallurgie. A mon avis, le méthanol pourrait être considéré comme un vecteur d'hydrogène. Il a un atome de carbone, un atome d'oxygène et quatre atomes d'hydrogène. C'est pourquoi j'estime qu'il s'agit là d'un vecteur d'hydrogène. En métallurgie, il est possible d'utiliser l'hydrogène à la place du coke métallurgique; l'hydrogène sert alors de réducteur chimique pour transformer les minerais de fer en fer.

A la droite, vous pouvez voir une petite portion intitulée énergie. Cela représente à notre avis l'utilisation directe de l'hydrogène comme source énergétique en 2025, et ce au Canada. Cet hydrogène sera fabriqué par électrolyse.



## [Text]

2025, and this is the Canadian situation. This hydrogen will come from electrolytic processes.

The next chart will indicate something about the source of the energy to produce the hydrogen. The left-hand chart is the 1975 base year situation showing the percentage of our total energy that we derive from various components, about half our energy being derived from oil, on the top left there.

Particularly I draw your attention to the situation projected for the year 2000 where a much smaller proportion of our energy is derived from oil. The right-hand pie, which has been enlarged, shows the portion of energy which is delivered as electricity. Now, it really does not matter what the source of this energy is, be it any form of renewable energy, solar, wind, tides, photovoltaic and hydraulic energy, which we currently use, of course, or be it energy from nuclear power, it still appears in the system as electricity. The question which we have to ask ourselves is this. Since it is the proportion of our energy that is oil which is diminishing, and the proportion that is electricity which is increasing, we want to know how that replacement of oil is going to occur by the electricity.

• 1640

In order to answer this question, we have to look and see where we currently use the oil. This is a chart showing the consumption of oil in Canada, about half the energy being supplied by oil and about half that oil being used in transportation and a little more than a quarter of the oil used in space heating.

Quite clearly, electricity can replace the oil in the space heating. The electric utilities will not be enthusiastic about this idea. It will give them very poor seasonal load factors from unused equipment in the summer months and this will inevitably lead to increasing costs for the power. However, that is a possible substitution of electricity for oil, and I am not saying that there are not other things which could also substitute for the oil.

In terms of the oil use in transportation—the right hand sector, of course, is road transport, and the rest, the segments assigned to the various transportation modes, is obvious—I think it is appropriate to ask whether the electricity that we saw is going to appear in our system in abundance can displace the oil in transportation, and, particularly from the point of view of this program, we have to ask what role hydrogen can play in the application of electricity to displacing oil in the transportation system.

To answer this question we have in place what is here called the federal hydrogen program. This is a statement of the existing situation. The program is a program of research and development of production, storage and transmission of hydrogen with emphasis on innovative concepts. The program aims to accumulate essential data base to evaluate the hydrogen option fully, and the two stop signs at the bottom are that, essentially, economic criteria are not governing the choice of the activities and that engineering scale development and

## [Translation]

Le tableau suivant vous donnera des indications sur les sources d'énergie utilisées pour produire de l'hydrogène. A gauche, avec 1975 comme année de référence, vous pouvez voir nos différentes sources d'énergie, en pourcentage; la moitié de notre énergie vient du pétrole.

J'aimerais attirer tout particulièrement votre attention sur les prévisions pour l'an 2000 où le pétrole permettra de satisfaire une bien plus petite partie de nos besoins énergétiques. La partie droite a été agrandie et vous y voyez la quantité d'énergie fournie sous forme d'électricité. Peu importe la source de cette énergie, qu'il s'agisse des énergies renouvelables, de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne, de l'énergie marémotrice, de l'effet photovoltaïque et de l'énergie hydraulique, actuellement utilisée, ou qu'il s'agisse de l'énergie nucléaire; tout cela apparaît dans le système sous la forme d'électricité. Il nous faut nous poser la question suivante: vu que dans notre bilan énergétique la part du pétrole est en voie de diminution et celle de l'électricité en voie d'augmentation, comment l'électricité va-t-elle remplacer le pétrole.

Pour répondre à cette question, cherchons à savoir où nous utilisons actuellement le pétrole. Voici un tableau qui vous montre la consommation de pétrole au Canada. La moitié environ de nos besoins énergétiques sont couverts par le pétrole; la moitié du pétrole utilisé sert aux transports et un peu plus d'un quart au chauffage des locaux.

Il est clair que l'électricité peut remplacer le pétrole pour ce qui est du chauffage des locaux. Les services de production d'électricité ne seront pas très enthousiasmés par cette idée. Ils auront des facteurs de charge saisonniers fort peu satisfaisants, à cause de la non-utilisation du matériel pendant les mois d'été, ce qui se traduira inévitablement par une augmentation des coûts de l'électricité. Quoi qu'il en soit, l'électricité pourrait ainsi remplacer le pétrole, mais je ne veux pas dire qu'il n'y a pas d'autres sources énergétiques pour remplacer le pétrole.

Bien sûr, le pétrole est utilisé pour le transport routier, comme pour les autres modes de transport... il y a lieu de se demander si l'électricité qui va arriver en abondance dans notre système peut remplacer le pétrole dans le domaine des transports et, pour ce qui est de ce programme, il faut nous demander quel rôle l'hydrogène peut jouer en ce qui concerne l'utilisation de l'électricité à la place du pétrole dans les transports.

Pour répondre à cette question, nous avons créé ce que l'on appelle ici le programme fédéral sur l'hydrogène. Il s'agit-là d'une présentation de la situation actuelle. C'est un programme de recherche et de développement sur la production, le stockage et le transport de l'hydrogène, et le programme met l'accent sur l'innovation. Il vise à accumuler les données essentielles nécessaires pour évaluer pleinement l'option hydrogène et, au bas de ce tableau, nous indiquons que les critères économiques ne présideront pas aux choix concernant les

## [Texte]

demonstration will only be undertaken when a clear market need or opportunity is identified.

The program as it stands at the moment is supported by three government departments, by the Department of Industry, by NRC and by the Natural Sciences and Engineering Research Council. The Natural Sciences and Engineering Research Council of course support the more fundamental work in the universities. The NRC program supports some in-house work and some contracted work which is done by various performers across Canada. The IT and C program supports a cost-shared program which is a joint effort between Noranda and Electrolyser Corporation on the development of improved electrolyzers. Some of the work done by the NRC program is in support of international commitments. These are the IEA-identified things, the International Energy Agency, which is an independent organization within the OECD countries.

I am turning now to the economics of the situation. Since the object of the exercise is to produce hydrogen from electricity, one has to ask what would be the cost and how it compares with whatever else may exist. The left-hand scale is a cost in dollars per million BTUs, and hydrogen is currently produced from natural gas in fairly large quantities. The current price shown here appears to be \$5.50 for one million BTUs. Hydrogen can be produced from coal for about \$8 for one million BTUs. Possible improvements in coal technologies will drop that to about \$7 for one million BTUs.

• 1645

Now if you look over to the right-hand block, this refers to the Canadian program activities. In this chart, the lower dark section shows the capital component of the energy cost, and the lighter upper section shows the fuel component. Quite clearly, the capital component of the natural gas is small and the fuel component is high, so it is very vulnerable to fuel cost escalation. In the case of coal, the situation is completely reversed; the capital component is high and the fuel cost is much lower.

So looking then to the right, which I directed your attention to and then wandered back, the current electrolyzer technology—the one which is reported here is 1978 with electric fuel costs at 1.5 cents a kilowatt hour—was giving the total cost of about \$9 for one million BTUs of energy, which is higher of course than any of the ones previously reported for hydrogen from other sources. The improved technology which should be in place by the end of the program is giving a figure, with the same electric energy cost I quoted before, of \$7 for one million BTUs.

Now quite clearly those electric energy costs are rather ambitious. They are more likely to be closer to 2.7 cents, and the figure of 2.7 cents would be about \$12.50 for one million BTUs.

## [Traduction]

activités mentionnées plus haut et que les programmes de développement et d'expérimentation à l'échelle réelle ne devraient être entrepris que lorsque l'on aura la preuve de besoins ou de possibilités réels.

A l'heure actuelle, le programme bénéficie de l'appui de trois ministères du gouvernement, le ministère de l'Industrie, le CNR et le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie. Bien sûr, le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie appuie la recherche fondamentale dans les universités. Le programme du CNR appuie les travaux internes et certains travaux confiés sans contrat à divers chercheurs de l'ensemble du Canada. Le ministère de l'Industrie et du Commerce s'occupe d'un programme à coûts partagés, résultat d'un effort conjoint entre Noranda et la société Electrolyser, sur l'amélioration des électrolyseurs. Certains des travaux du programme du CNR sont effectués dans le cadre d'engagements internationaux. Quant à l'AIE, l'Agence internationale de l'énergie, c'est une organisation indépendante regroupant des pays de l'OCDE.

J'en arrive aux aspects économiques. Vu qu'il s'agit de produire de l'hydrogène à partir de l'électricité, il faut se préoccuper des coûts et faire des comparaisons avec ce qui se fait déjà. L'échelle de gauche représente le coût en dollars par million de BTUs. Nous pouvons obtenir des quantités importantes d'hydrogène à partir du gaz naturel. Le prix courant est d'environ \$5.50 par million de BTUs. L'hydrogène peut également être obtenu à partir du charbon à un coût de \$8 par million de BTUs. L'amélioration des techniques de traitement du charbon permettront d'abaisser ce prix à \$7 par million de BTUs.

Dans la colonne de droite figurent les activités du programme canadien. Sur ce tableau, la section inférieure, en foncé, indique la part «équipement» du coût de l'énergie tandis que la section supérieure, en clair, indique le coût du combustible lui-même. En ce qui concerne le gaz naturel, il est évident que le coût de l'équipement est faible par rapport au coût du combustible, ce qui explique que le coût de l'hydrogène obtenu à partir du gaz naturel soit sensible à l'escalade des coûts des combustibles. Dans le cas du charbon, la situation est complètement inversée: c'est le coût de l'équipement qui est élevé par rapport à celui du combustible.

Passons maintenant à la partie droite du tableau. Je reviendrai plus tard sur les techniques courantes d'électrolyse. En 1978, les coûts de l'électricité étant d'environ 1.5 par kilowatt-heure, obtenue par électrolyse l'énergie obtenue coûtait environ \$9 par million de BTUs. C'est là un coût supérieur à celui de l'hydrogène obtenu à partir d'autres sources. L'amélioration des techniques escomptée d'ici la fin du siècle, permettra d'abaisser à \$7 par million de BTUs le coût de l'énergie produite.

Nous avons fondé nos calculs sur un coût d'électricité assez optimiste. Il est évident que ce coût passera probablement à 2.7 du kilowatt-heure, soit environ \$12.50 par million de BTUs.



## [Text]

Of course the electrolytic process can have accompany it a number of credits; oxygen, of course, is a by-product of the electrolysis of water. It is possible to sell oxygen for use in gasification processes. What the size of the market for oxygen is is rather doubtful.

Another by-product of the process of course is deuterium oxide, and there is a market for deuterium oxide, particularly in connection with the CANDU reactor, although those credits are not included in this calculation.

Now, what is really interesting at the bottom line is the other figures on the left-hand column there. Using the price per barrel of oil as indicated—\$14.75 at the bottom—I have calculated the cost of gasoline in energy units; that is, the cost of one million BTUs of gasoline from oil at \$14.75 per barrel. You see where it appears on this thing at \$4.17. If the east coast Canadian dollar world price were to be paid for the barrel of oil, the figure would be \$7.91, which gives a comparison with the hydrogen costs, which are not that invariable to hydrogen in terms of energy comparison.

Having gone over the economic situation as best we know it at the moment, I just want to take a moment to look at the technical feasibility. The question we are asking ourselves is replacement of oil and replacement of oil by electricity through the medium of hydrogen.

This chart compares the technical feasibility of doing this, and it really is a very simple matter of comparing the weight of 10 gallons of gasoline, the black blob at the top, with an equivalent energy from any other fuel. I have, for example, included on this, methanol, which has less energy, and, therefore, you would have to carry more than gasoline, so the block is larger; liquid natural gas below that is comparable in weight to the equivalent energy of gasoline. Hydrogen liquid is again comparable also, and I should point out these weights include the system, that is the tank and the containment and everything, which of course is more elaborate in the case of a liquid hydrogen system.

• 1650

Right at the very bottom, skipping one, is I think a fair comparison, because we are talking about hydrogen being used to aid the replacement of oil by electricity. Let us look at the possibility of direct use of electricity in transportation. This would require an electrical storage system. The battery I have chosen is a very advanced technology battery, which only exists at the laboratory prototype stage at the moment. We see that battery, to provide the required amount of energy, is a very heavy battery. The units here are actually metric, although some I have used are certainly mixed up.

**Mr. Gurbín:** This is weight per unit of energy, here?

**Mr. Taylor:** This is the weight of the system to provide the energy content of 10 gallons of gasoline. The gasoline would be 41 kilograms, including the tank.

**Mr. Gurbín:** That is the same unit of energy as . . .

## [Translation]

En outre, le procédé de l'électrolyse permet également d'obtenir de l'oxygène, qui est un sous-produit de l'électrolyse de l'eau. Il est possible de vendre cet oxygène puisqu'il est utilisé dans divers procédés de gazéification. Il est cependant difficile d'évaluer la demande future en oxygène.

Cette méthode produit également de l'oxyde de deutérium, que l'on utilise dans les réacteurs CANDU. Il existe donc un marché pour l'oxyde de deutérium bien que nous n'en ayons pas tenu compte dans nos calculs.

Les chiffres du bas de la colonne de gauche sont également intéressants. En supposant que le prix du baril de pétrole soit de \$14.75, nous avons calculé le coût de l'essence exprimé en unités d'énergie, soit le coût d'un million de BTUs. Nous sommes arrivés au chiffre de \$4.17. Si nous faisons nos calculs à partir du prix mondial du baril de pétrole livré sur la côte est et exprimé en dollars canadiens, ce chiffre serait de \$7.91. Dans de telles conditions, l'option hydrogène devient plus intéressante, surtout que l'hydrogène est moins assujéti aux fluctuations du prix du pétrole.

Après ce tour d'horizon des considérations économiques, j'aimerais parler de la faisabilité technique de ce programme. Il s'agit donc de remplacer le pétrole par l'électricité obtenue à partir de l'hydrogène.

Pour étudier la faisabilité technique d'un tel projet, nous avons dressé le tableau suivant. Nous avons essayé de calculer quel poids de combustible autre que le pétrole permettrait d'obtenir une quantité d'énergie égale à celle que fournissent 10 gallons d'essence. Prenons par exemple le cas du méthanol. Sa valeur énergétique étant inférieure à celle de l'essence, il faudra en utiliser davantage. Par contre, le gaz naturel liquide a environ la même valeur énergétique que l'essence, à poids égal. Il en est de même pour l'hydrogène liquide, mais j'aimerais indiquer que ces poids fictifs englobent le poids total de l'équipement, c'est-à-dire le réservoir, le conteneur etc. Dans le cas de l'hydrogène liquide, l'équipement est beaucoup plus lourd.

Si vous sautez une page, vous trouverez au bas de la page suivante une comparaison indiquant comment l'hydrogène peut être utilisé pour aider à remplacer le pétrole par l'électricité. Supposons que l'électricité soit utilisée directement dans les transports. Cela nécessiterait la mise sur pied d'un système de stockage de l'électricité. J'ai choisi l'exemple d'un accumulateur extrêmement perfectionné, qui n'existe en fait que comme prototype expérimental. Cet accumulateur est très lourd étant donné la quantité d'énergie qu'il doit fournir. Nous avons utilisé les unités du système métrique, mais il se peut que certaines autres soient exprimées selon le système impérial.

**M. Gurbín:** Il s'agit du poids par unité d'énergie.

**M. Taylor:** Il s'agit du système nécessaire à la production d'un contenu énergétique équivalant à dix gallons d'essence, soit 41 kilos, réservoir compris.

**M. Gurbín:** C'est la même unité d'énergie que . . .



## [Texte]

**Mr. Taylor:** The battery would be 10 times that, almost 400 kilograms.

Sandwiched between the one I skipped over, and one which is very applicable to road transportation, is the storage of hydrogen in a solid metal alloy in the form of a hydride. This gives a very safe storage system, with low pressures involved, and has somewhat of an intermediate weight between the best battery and the systems which employ liquid fuels. For liquid fuel application, and we are talking about transportation, hydrogen liquid lends itself very well to application in aircraft. It could equally well be used in rail transportation and certainly has been used in automobiles. But for road transportation there is no doubt about the attractiveness of the metal alloy hydrides, and this, which has reproduced very badly on your copies, illustrates the comparison of requirements for storing something like hydrogen. There are 14 standard gas tanks here in this row. Each of those gas tanks weighs 125 pounds, and when they are fully pressurized they contain one pound of hydrogen. The total energy content of those 14 gas tanks is equivalent to six gallons of gasoline. I think it really illustrates the magnitude of the problem one faces when one attempts to replace oil in any of the energy applications.

In the centre of the photograph is a long cylinder with all sorts of pipes going in and out of it. This cylinder weighs about half the total weight of those tanks you see. It contains a metal alloy into which hydrogen can be pumped, and it also, when fully charged, would have the same energy content as six gallons of gasoline, i.e. the same as the tanks which you also see in the photograph.

About economic feasibility of doing this, a number of estimates have been made of this. A number of vehicles have been converted. They have been converted both to fuelling systems containing liquid hydrogen—the abbreviation ICE is internal combustion engine—and they have also been converted to systems in which the hydrogen is stored as iron titanium hydride, which the currently available and cheapest metal alloy to store hydrogen.

These are compared in the top block with the cost of current systems using lead-acid batteries and nickel-zinc batteries, which are electric propulsion systems, and the total cost of ownership is shown on the right. These are not absolute figures; they must really be treated only relatively.

There appears to be no doubt that there is an economic advantage to the hydrogen fuel as compared with the current batteries available, and this is essentially based on current technology of demonstrated vehicles, so the figures are fairly well substantiated.

The figures in the lower section are of course projections. They look at the year 2000. Looking again at our liquid hydrogen internal combustion engine vehicle and our hydride internal combustion engine vehicle and comparing them with our super battery, which appeared at the bottom of the

## [Traduction]

**M. Taylor:** Il faudrait un accumulateur dix fois plus lourd, soit d'environ 400 kilos.

Vous trouverez entre ces deux pages un schéma de stockage utilisable pour le transport routier. L'hydrogène est stocké dans un alliage métallique solide appelé hydrure. Il s'agit d'un système de stockage extrêmement sûr puisque l'hydrogène subit des pressions très faibles. Par ailleurs, le poids d'un tel système est intermédiaire entre le poids des meilleurs accumulateurs et celui des systèmes utilisant des combustibles liquides. Pour ce qui est des transports, et en particulier du transport aérien, l'hydrogène liquide s'avère extrêmement pratique. On pourrait également l'utiliser pour les trains et pour les automobiles, ce qui a déjà été fait. Mais les hydrures, ou alliages métalliques, s'avèrent incontestablement beaucoup plus intéressants pour le transport routier. La reproduction de mauvaise qualité qui se trouve dans ce document donne une idée de la dimension des installations de stockage de l'hydrogène. Vous pouvez voir sur cette reproduction une rangée de 14 réservoirs de gaz de taille normale. Chacun de ces réservoirs pèse 125 livres et, dans des conditions normales de pressurisation, ils contiennent une livre d'hydrogène. Le contenu énergétique total de ces 14 réservoirs de gaz équivaut à celui de 6 gallons d'essence. Cela illustre bien l'envergure du problème qui se pose chaque fois que l'on cherche à remplacer le pétrole.

Au centre de la photo, vous pouvez voir un long cylindre d'où partent toutes sortes de tuyaux. Ce cylindre pèse environ la moitié du poids total des réservoirs. Il contient un alliage métallique à l'intérieur duquel l'hydrogène peut être pulsé et lorsqu'il est chargé, il a le même contenu énergétique lorsque 6 gallons d'essence, c'est-à-dire que tous les réservoirs également sur cette photo.

En ce qui concerne la rentabilité du procédé, nous avons effectué plusieurs évaluations. Des essais ont également été faits sur plusieurs véhicules. Un moteur à combustion interne alimenté par de l'hydrogène liquide a été mis au point, l'hydrogène étant stocké dans un hydrure de titane de fer, l'alliage métallique le meilleur marché pour le moment pour stocker l'hydrogène.

Vous trouverez dans le bloc du haut une comparaison des coûts des systèmes courants utilisant des accumulateurs constitués d'un alliage au plomb ou d'un alliage nickel-zinc. Ces systèmes fonctionnent à l'électricité et vous voyez à droite leur coût total. Ce ne sont pas des chiffres absolus mais seulement relatifs.

L'utilisation de l'hydrogène comme combustible semble présenter un avantage économique certain par rapport aux accumulateurs existants. C'est du moins ce que semblent indiquer les résultats fournis par les véhicules expérimentaux. La marge d'erreur est donc moindre.

Les chiffres de la partie inférieure sont bien sûr des prévisions pour l'année 2000. Si nous comparons à nouveau notre moteur à combustion interne alimenté par de l'hydrogène liquide ou par de l'hydrogène stocké dans un hydrure avec notre super-accumulateur qui se trouve au bas de l'image

## [Text]

previous picture, showing that perhaps the advantages that accrued to hydrogen have somewhat disappeared by that time.

• 1655

Of course, any road vehicle with an internal combustion engine can be fueled with a hydrogen system. Any rail vehicle can also be fueled, and in terms of rail there is a clear competitive consideration between rail electrification and hydrogen fueling. Similarly, of course, any gas turbine can be fueled with hydrogen. In fact, there really is no limit to this; I keep re-emphasizing that any current system can be fueled with hydrogen.

I think the media have given some exposure to the arguments that have been made for liquid-fueled aircraft. As I pointed out earlier in the introduction, these arguments are not new. Sikorsky was making these arguments in 1938. He was also predicting the development of a new aircraft engine in 1938 and of course Frank Whittle obliged some time later. He missed out a little on the hydrogen business. But this is a summation of the proposals that have been made for the modification, in this case, to an L-1011 Lockheed aircraft. The modifications are fairly substantial.

Aircraft have, of course, been flown on hydrogen; that is not the point. Modern aircraft are designed to store their fuel in their wings, and if you were using liquid hydrogen the volume would be so large that you could not get it in the wings; it would have to be stored in the fuselage. This would mean that you would redesign the wing and there would be appreciable modifications to the aircraft. You would finish up with a much lighter aircraft. If you look in the second column, the fuel weight at lift-off of the aircraft is 24 tons as opposed to 80 tons with jet A fuel, a very considerable saving of weight. It results in a smaller aircraft with a smaller wing span, and a very similar cost to an existing aircraft. The projected operating costs are currently lower per seat mile. These are just paper figures; whether they really have any meaning, I do not know. I think one has to believe that the costs for the hydrogen aircraft are not higher; they may in fact be less, and it has not been demonstrated that that is the case.

There exists an ad hoc committee on hydrogen aircraft. The committee is composed largely of people from North America. There is Canadian representation, industrial representation and government representation on that committee. At present the committee is looking at a grand plan for a \$70 million R&D program in hydrogen aircraft and you will be relieved to know that it is still at the paper stage.

Moving away from transportation to the transmission of energy, there is a very special Canadian application for hydrogen in this regard and it derives from the distances over which we have to transmit energy. Of course, we currently do transmit energy in the form of oil and natural gas over fairly long distances. The technologies necessary to transmit hydrogen over distances are similar to those to transmit natural gas

## [Translation]

précédente, il semble que les avantages de l'hydrogène soient moins manifestes.

Il va de soi que n'importe quel véhicule doté d'un moteur à combustion interne peut fonctionner à l'hydrogène. C'est également vrai pour les trains, bien que dans ce cas, l'hydrogène soit concurrencé par l'électricité. De même, n'importe quelle turbine à gaz peut fonctionner à l'hydrogène. En réalité, il n'y a pas de limites. On peut utiliser de l'hydrogène dans n'importe quel système.

Les médias ont déjà monté en épingle les arguments en faveur de l'utilisation de combustible liquide dans les avions. Comme je l'ai déjà dit dans mon introduction, ces arguments ne sont pas nouveaux. M. Sikorsky les faisait déjà valoir en 1938. Il prédisait également à cette époque la mise au point d'un nouveau moteur d'avion, prévisions qui est devenue réalité quelques années plus tard grâce à Frank Whittle. Il avait peut-être sous-estimé le rôle de l'hydrogène. Vous pouvez voir sur ce tableau un résumé des modifications envisagées pour l'avion L-1011. Il s'agit de modifications importantes.

On a déjà réussi à faire fonctionner des moteurs d'avions à l'hydrogène et là n'est pas la question. Cependant, le combustible des avions modernes est stocké dans les ailes; s'il s'agissait d'hydrogène liquide, la capacité des ailes serait insuffisante et il faudrait le stocker dans le fuselage. Cela nécessiterait donc une reconception des ailes et donc de l'avion tout entier. Le poids total de l'avion serait sans doute beaucoup moins important. Comme vous le voyez dans la deuxième colonne, le poids total du combustible de cet avion au décollage est de 24 tonnes par opposition aux 80 tonnes de combustible de type A utilisé pour un avion à réaction. Cela représente donc une économie de poids considérable. Nous obtenons un avion beaucoup plus petit, ayant une envergure d'aile bien inférieure pour un coût comparable à celui des avions actuellement en service. Quant aux coûts de fonctionnement, nous prévoyons qu'ils seront inférieurs par 1,000 voyageurs. Ce sont bien sûr des chiffres théoriques. Je ne sais pas s'ils ont vraiment une signification. D'après les résultats de nos expériences, nous croyons qu'un avion doté d'un moteur à hydrogène ne coûterait pas plus cher, voire moins qu'un avion normal.

Il existe un comité spécial sur l'utilisation de l'hydrogène dans les avions. Ce comité est essentiellement composé de Nord-américains. Les secteurs industriel et gouvernemental canadiens sont représentés. Pour le moment, ce comité envisage de mettre sur pied un programme de recherche et de développement de 70 millions de dollars, mais vous serez peut-être soulagés d'apprendre que ce projet est encore sur le papier.

Passons maintenant des moyens de transport au transport de l'énergie. Compte tenu des distances qu'il faut franchir pour transporter l'énergie au Canada, l'hydrogène est appelé à jouer un rôle particulièrement important. Nous transportons déjà le pétrole et le gaz naturel sur des distances très longues. Les techniques nécessaires au transport de l'hydrogène sont comparables à celles utilisées pour le transport du gaz naturel, et il



## [Texte]

so there is nothing really new in this regard. What we do compare here are the costs for transmitting electricity with the costs for transmitting energy as hydrogen. Of course, the costs for transmitting electricity go down as the voltage of the transmission system goes up, and one would use higher voltage transmission systems, therefore, over longer distances, the bottom axis being the distance and the left-hand axis being the cost in cents per million BTUs for transmitting the energy. You can quite clearly see on this that after about 700 miles it becomes cheaper to transmit the energy as hydrogen rather than as electricity. Of course, one of the reasons why very long-distance electric transmission is not used is because the costs are very high.

One potential Canadian application of this is in connection with undeveloped and remote hydraulic sites. This map shows the location of some of those sites in western Canada. I apologize to anybody from the east, in that apparently the world stops at Ontario here. These sites are undeveloped or partly developed. It would be possible to produce electricity at these sites and manufacture hydrogen and transmit the hydrogen by pipeline, thus getting the energy from the renewable hydraulic resource. The example shown here is the hydrogen is transmitted to the heavy oil deposits on the boundary between Alberta and Saskatchewan where the hydrogen could be used as a chemical and not be reconverted to electricity. It would then appear in the system in the form of distillate light oils which would, of course, be used in the existing system. Some of the energy in those oils would, in fact, have come from the renewable hydraulic energy which was carried through the hydrogen vent here.

• 1700

Summarizing the situation with hydrogen energy: hydrogen is the only practical fuel for non-carbon-based energy system. I will come back and say more about that because I want to show another viewgraph. There are no insurmountable technical obstacles to the implementation of a hydrogen energy system. New energy technologies have a very long lead time and, of course, there is a very real necessity for an ongoing R&D commitment to support a program of this type. The timing and extent of hydrogen use as a fuel—that is both in Canada and elsewhere—is really quite uncertain. We identify no economically viable near-term hydrogen energy applications in Canada and by near-term I mean through to 1988.

Now, I did want to come back and say something about the first item, that is that hydrogen is the only practical fuel for a non-carbon-based energy system, just to see what the implication of that really is. The factors controlling the introduction of hydrogen energy may, indeed, not be economic or the supply of energy commodities at all, but could be environmental. Combustion: our present fuels result in emission of all sorts of particulates and oxides and nitrogen and sulphur and whatever, that cause serious environmental concerns. Combustion of all hydrocarbon fuels, in addition, produce carbon dioxide and, of course, this leads to the problem of a CO<sub>2</sub> build-up which is undoubtedly carried in the atmosphere and

## [Traduction]

n'y a donc rien de nouveau. Nous pouvons néanmoins comparer les coûts de transport de l'électricité avec ceux du transport de l'hydrogène. En ce qui concerne l'électricité, les coûts de transport sont inversement proportionnels au voltage. On utilise donc des voltages supérieurs pour le transport de l'électricité sur de grandes distances. L'axe des abscisses est celui des distances tandis que l'axe des ordonnées représente les coûts de transport exprimés en cents par millions de BTU. Vous voyez clairement que le transport de l'hydrogène devient moins coûteux que celui de l'électricité à partir d'une distance de 700 milles. C'est d'ailleurs parce que les coûts sont très élevés que l'on ne transporte pas l'électricité sur de grandes distances.

Il est donc intéressant d'envisager de transporter sous forme d'hydrogène l'énergie fournie par des ouvrages hydro-électriques situés dans des régions éloignées ou inexploitées. Cette carte vous montre quelques-uns des sites hydro-électriques de l'ouest du Canada. Je voudrais m'excuser auprès des gens de l'est du Canada car il semble, d'après cette carte, que le monde s'arrête à l'Ontario. Ces sites sont inexploités ou partiellement exploités. Il serait possible d'y produire de l'électricité, de fabriquer de l'hydrogène et de transporter ce dernier par pipe-line. L'énergie ainsi obtenue proviendrait donc de ressources hydrauliques renouvelables. Comme l'indique l'exemple suivant, l'hydrogène pourrait être transporté jusqu'aux gisements d'huile lourde situés à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan où il pourrait être utilisé comme produit chimique sans être converti en électricité. Il pourrait ainsi être utilisé dans le système existant pour la distillation des huiles légères. L'hydrogène tiré des ressources hydrauliques réapparaîtrait ainsi dans la composition de ces huiles légères.

En résumé, l'hydrogène est le seul combustible pratique pouvant être utilisé dans un système énergétique non fondé sur le carbone. Je reviendrai là-dessus un peu plus tard et vous montrerai un autre tableau. Il n'existe aucun obstacle technique insurmontable à la mise au point d'un système énergétique basé sur l'hydrogène. Les technologies des énergies nouvelles exigent un long délai de mise en œuvre et il est donc indispensable de mettre au point un programme important de recherche et de développement. Il est difficile de déterminer quand et dans quelle mesure l'hydrogène pourrait être utilisé comme combustible au Canada ou ailleurs. Il n'existe pour le moment aucune utilisation rentable à court terme de l'hydrogène au Canada. Par à court terme, je veux dire d'ici 1988.

Revenons sur ce que j'ai dit en premier lieu, à savoir que l'hydrogène est le seul combustible pratique pouvant être utilisé dans un système énergétique non fondé sur le carbone. Voyons ce que cela signifie. L'avènement d'une économie de l'hydrogène est peut-être davantage lié à des considérations environnementales qu'à des considérations économiques, comme le volume des réserves énergétiques utilisable par exemple. Prenons le cas de la combustion: la majorité des combustibles que nous utilisons dégage toutes sortes de particules d'oxide, comme l'azote, le soufre, etc., qui présentent de graves dangers pour l'environnement. La combustion des hydrocarbures s'accompagne en outre de dégagements de gaz



## [Text]

serious climatic concerns have been expressed about the build-up of CO<sub>2</sub> in our system. It may be factors of this type which will precipitate the introduction of hydrogen rather than other considerations as I said earlier.

From my own point of view, I think the hydrogen energy system has to be stated as being highly desirable. There are significant special Canadian applications for hydrogen energy, some of which I have mentioned. It is a widely held view that hydrogen energy is inevitable. All technologies require a long lead time. I would suggest that the lead time for the introduction of hydrogen energy technology is about 100 years. So the possible stages for the introduction of this system I have identified on the right here showing penetration through small activities finally reaching full penetration by 2080.

The really important statement I think is that if this does happen—and I feel it is likely to happen on this time scale—it will be a world-wide change. It will not be something that happens in isolation. The hydrogen energy option for Canada will continue to be maintained essentially through the evolution of our program, some of which I have described now. That is all I have to present, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you very much, Dr. Taylor, for a very interesting presentation. Dr. Gurbin, I believe, is the first name on the list.

**Mr. Gurbin:** Thank you very much for the presentation. I enjoyed it. There are so many questions on each one of the slides that it is kind of difficult to pick out at least some of the points. I know it is going to take me a while to digest some of the premises that you have established for the basis of your conclusions. I am almost inclined to start at the end instead of the beginning but I will go back to the beginning. You left out Hindenburg. Do you count that as a significant event in hydrogen history?

• 1705

**Mr. Taylor:** Oh, yes, a significant event because it is mostly used against hydrogen energy. One cannot erase that event. I have some comments, which are highly technical, about the safety of hydrogen, but the general conclusion that we would come to at the moment, is that there are certain precautions that one has to take in handling any energy system. So many of the precautions that we take at the moment are almost automatic, like filling your own gas tank at the gas station. There are certain things that are happening at that time which perhaps we pay no attention to. If you took the same degree of precautions with hydrogen, then it can be handled safely. I am really convinced of this.

**Mr. Gurbin:** I am not arguing with you. I am just wondering what real impact you think that it had in the developing of the technology itself; assuming that what you are saying is correct; that the safety factors are there if it is handled in any particular way or even with the advanced technology we have now, we can handle it.

## [Translation]

carbonique qui s'accumule dans l'atmosphère et perturbe non seulement le climat mais encore notre organisme. Ce sont davantage des facteurs comme ceux-là qui risquent de précipiter l'avènement de l'hydrogène.

A mon sens, il est tout à fait souhaitable de mettre au point un système énergétique basé sur l'hydrogène. L'hydrogène présente un intérêt particulier pour le Canada et je vous ai mentionné certaines de ses utilisations. D'aucuns pensent que l'option hydrogène est inacceptable. Toutes les technologies nécessitent un délai de mise en œuvre important. Dans le cas de l'hydrogène, cela peut vouloir dire une centaine d'années. Ce dernier graphique représente les différentes étapes de l'introduction de l'hydrogène dans notre économie pour en arriver aux environs de 2080 à une véritable économie de l'hydrogène.

Il est évident que si cela arrive, la face du monde sera changée. L'avènement de l'hydrogène ne sera pas un événement isolé. L'option hydrogène se maintiendra au Canada grâce à l'évolution du programme dont je vous ai parlé. C'est tout ce que j'avais à dire, monsieur le président.

**Le président:** Merci beaucoup monsieur Taylor pour votre présentation extrêmement intéressante. Je crois que M. Gurbin est le premier sur ma liste.

**M. Gurbin:** Je vous remercie pour votre exposé que j'ai beaucoup apprécié. J'ai beaucoup de questions à poser au sujet de chaque diapositive et je ne sais pas vraiment par laquelle commencer. Je sais qu'il me faudra quelque temps pour assimiler certaines des hypothèses sur lesquelles vous fondez vos conclusions. Je serai enclin à commencer par la fin, pour remonter par la suite au début. Vous n'avez pas parlé de l'Hindenburg; ne pensez-vous pas qu'il s'est agi d'un événement important dans l'histoire de l'hydrogène?

**M. Taylor:** Oh, si, il s'est agi certes d'un événement important puisque l'on s'en sert surtout comme argument contre l'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie. Il n'est pas possible d'oublier cet événement. Pour ce qui est de l'hydrogène, j'aurais des commentaires très techniques à vous faire sur les questions de sécurité mais, en général, il y a des précautions à prendre quel que soit le système énergétique auquel on a recours. Certaines des précautions que nous prenons actuellement sont presque automatiques, comme celle que nous prenons à la station d'essence quand nous remplissons notre réservoir. Nous prenons certaines mesures auxquelles nous n'accordons aucune attention. Si l'on est aussi prudent avec l'hydrogène, il pourrait être utilisé en toute sécurité, j'en suis absolument convaincu.

**M. Gurbin:** Je ne cherche pas à engager un débat, je me demandais simplement quelle incidence cela a eu, d'après vous, sur le développement de la technologie elle-même; supposons que ce que vous dites est exact; qu'il n'y ait pas de problèmes pour la sécurité si on l'utilise de telle ou telle façon bien précise.

[Texte]

**Mr. Taylor:** It did have a severe adverse impact, I would say, because the media have repeatedly re-emphasized this. We have all seen film of the event. It is fairly fresh in people's minds as a result of this showing of the movies, I think.

**Mr. Gurbin:** Would you comment on clean and dirty hydrogen?

**Mr. Taylor:** Yes. There is something really quite different between the hydrogen which I showed as being derived from coal and the hydrogen which is derived from electrolysis. The hydrogen derived from coal could be regarded as less pure. In that sense, I suppose, it would fall into your category of being dirty. The hydrogen derived from electrolysis is a much higher grade hydrogen. It allows you to do certain things if the hydrogen is purer. You can certainly operate the hydrogen in fuel cells to a greater advantage than you can the hydrogen derived from coal, but you can still operate the hydrogen derived from coal in fuel cells, there would be just different requirements.

**Mr. Gurbin:** Are you familiar with the Manhattan experiment that is going on now in the United States

**Mr. Taylor:** Yes. This is a fuel cell but the origin of the hydrogen is naphtha. It is a light hydrocarbon distillate which is being used to produce the hydrogen and it is a fuel cell which is capable of accepting the impurities that would be present in hydrogen derived that way.

**Mr. Gurbin:** What are the efficiencies of that system as compared to electrolysis?

**Mr. Taylor:** I do not think the system was undertaken because of its high efficiency. It was undertaken because of the difficulties that CON-ED were having in transmitting energy into the Manhattan corridor, so it allows them to generate peak energy for their system requirements, in a very environmentally benign fashion. Nobody minds a fuel cell being located next door; people do mind gas turbines and things like that, you see. So their arguments were not economic when they went into this.

**Mr. Gurbin:** I pushed that just a little bit because I would like to get your comment really on the basis of the technology that, it seems, the Americans are advancing with and their hydrogen source being sort of a dirty hydrogen. Are they really going to gain anything, is the technology going to gain that much if we are left with the residues and the potential pollutants and so on because we are getting it from hydrocarbon sources instead of electrolysis?

**Mr. Taylor:** Yes. You are just transferring the pollution to a central production centre, rather than dispersing the pollution. It is still there. It has to be handled. It is usually easier to handle it in a centralized operation.

**Mr. Gurbin:** In keeping in touch with the American technology and the way they are developing it, do you think that is going to be the major direction they are taking in...

**Mr. Taylor:** Yes, it appears to be. The hydrogen from coal, yes.

[Traduction]

**M. Taylor:** L'incidence de cet événement a été profondément négative parce que, sans cesse, les médias l'ont rappelée. Nous avons tous vu les films tournés sur la tragédie. Ainsi, elle reste proche à l'esprit des gens.

**M. Gurbin:** On fait une distinction entre l'hydrogène qui est propre et celui qui ne l'est pas; qu'avez-vous à dire à ce propos?

**M. Taylor:** Oui. Il y a une distinction à faire entre l'hydrogène tiré du charbon et l'hydrogène provenant d'une électrolyse. Le premier est moins pur. En ce sens, on pourrait parler d'hydrogène qui n'est pas propre. L'hydrogène produit à partir d'une électrolyse est beaucoup plus pur et il offre ainsi certaines possibilités particulières. Il est plus avantageux d'utiliser de l'hydrogène électrolytique dans les piles à combustible; bien sûr, il est toujours possible d'utiliser alors de l'hydrogène produit à partir du charbon mais, dans ce cas, les normes seraient différentes.

**M. Gurbin:** Êtes-vous au courant de l'expérience Manhattan, aux États-Unis?

**M. Taylor:** Oui. Il s'agit d'une pile à combustible mais, dans ce cas, l'hydrogène est tiré du naphthe. Il s'agit d'un distillant léger d'hydrocarbure utilisé pour produire de l'hydrogène; la pile à combustible en question accepte les impuretés présentes dans l'hydrogène obtenu de cette façon.

**M. Gurbin:** Quelle est l'efficacité de ce système par rapport à celle de l'électrolyse?

**M. Taylor:** Je ne pense pas que ce système ait été mis au point pour des questions d'efficacité mais plutôt parce que la CON-ED éprouvait des difficultés à transporter l'énergie dans le couloir de Manhattan. Ainsi, cette société peut produire l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins des heures de pointe et ce, sans porter atteinte à l'environnement. Personne ne s'inquiète s'il y a une pile à combustible à côté de chez lui; avec une turbine à gaz ou quelque chose du genre, la situation n'est pas la même. Par conséquent, ce n'est pas pour des raisons économiques que l'on s'est lancé dans cette expérience.

**M. Gurbin:** Permettez-moi d'aller un peu plus avant à ce propos. J'aimerais que vous nous fassiez part de votre opinion sur la technologie utilisée; en effet, les Américains produisent ainsi un hydrogène non propre. Vont-ils vraiment y gagner quelque chose? Quels seront les avantages sur le plan technologique si nous nous retrouvons avec tous les résidus et les polluants potentiels et ainsi de suite, vu que, au lieu d'être produit par le biais d'une électrolyse, l'hydrogène est tiré d'hydrocarbures?

**M. Taylor:** Oui. Au lieu de disperser la pollution, on la centralise au lieu de production. Elle existe toujours. Il faut s'en débarrasser, ce qui est plus facile quand les activités sont centralisées.

**M. Gurbin:** A propos de la technologie américaine et de la façon dont on la développe, pensez-vous que ce soit là leur orientation majeure...

**M. Taylor:** Oui, cela semble être le cas. L'hydrogène tiré du charbon, oui, c'est une orientation importante.



[Text]

**Mr. Gurbin:** How much dedication do you think they have for that system?

**Mr. Taylor:** It is very hard to draw any conclusions from what they do. They do tend to cover the waterfront. They are doing that and many other things with coal. That is just one of the things they are doing with coal. I could not say. The decision will be made some time in the future. It has not been made at the moment I would guess.

• 1710

**Mr. Gurbin:** One of the interesting things that I thought was absent, maybe quite purposely so but not included, was oxygen.

**Mr. Taylor:** As a by-product.

**Mr. Gurbin:** As a by-product, but it seems to me that the economies that we are talking about here—and when we look at the economics of the whole energy equation, the by-product and the oxygen have to be probably the single most important factor in considering hydrogen as a fuel.

**Mr. Taylor:** It would be nice if you could make the argument stand alone without that. The economics of even the heavy water market and certainly the oxygen market I think are unpredictable.

**Mr. Gurbin:** Are they only because we do not have readily available sources of oxygen?

**Mr. Taylor:** No. I am questioning what would happen if there was brought into the supply a very large amount of oxygen or of heavy water as a result of the hydrogen water electrolysis.

**Mr. Gurbin:** Yes. I can see the discussion for heavy water from electrolysis. That one is okay, but in terms of the oxygen, if you have oxygen production on the scale that we are talking about, if you are using hydrogen as a fuel, at least in three areas that I know of, combustion first of all in turbine, which increases your efficiency by 30 per cent more than what we are getting now, something like that . . .

**Mr. Taylor:** That is right.

**Mr. Gurbin:** Then in smelting I think you can use oxygen there to significantly affect your energy factor . . .

**Mr. Taylor:** Yes.

**Mr. Gurbin:** . . . your whole process, and then, is there not an opportunity with gasification?

**Mr. Taylor:** Yes, because if you do not use air, of course, the major component of air is just a dead weight on the system, so you can get rid of that. I am not sure what the credit price for oxygen is. If you will just excuse me, I will talk to someone. Martin, do you know the price?

**The Chairman:** Would you speak into a microphone and identify yourself, please?

**Mr. Martin Hammerli (Atomic Energy of Canada Limited):** The current price as I know it for oxygen by-product credit is \$18 a ton.

**Mr. Gurbin:** I do not know what that means.

[Translation]

**M. Gurbin:** Quel est leur intérêt pour ce système?

**M. Taylor:** Il est très difficile de tirer des conclusions des efforts qu'ils déploient actuellement. Ils tendent à porter leur attention sur toute la gamme des possibilités. A partir du charbon, ils tirent de l'hydrogène et ils font bien d'autres choses encore. Il ne s'agit là que de l'une des choses qu'ils peuvent faire avec le charbon. Je ne puis vous répondre. La décision sera prise dans l'avenir. Je ne pense pas qu'elle l'ait déjà été.

**M. Gurbin:** Il est intéressant de voir que l'on n'a pas inclus l'oxygène.

**M. Taylor:** C'est un sous-produit.

**M. Gurbin:** Un sous-produit, mais, vu que nous parlons d'économies . . . Nous envisageons l'ensemble du problème énergétique sous l'angle économique et il est certain que l'oxygène représente le facteur le plus important quand on envisage d'utiliser l'hydrogène comme combustible.

**M. Taylor:** Je serais ravi de vous voir en mesure de défendre votre point de vue avec ce seul argument. Du point de vue économique, on ne peut faire aucune prévision concernant le marché de l'eau lourde et le marché de l'oxygène.

**M. Gurbin:** Est-ce parce que nous n'avons pas de source d'oxygène facilement disponible?

**M. Taylor:** Non. Je me demande ce qui se passerait si il y avait une offre importante d'oxygène ou d'eau lourde du fait de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

**M. Gurbin:** Oui, Je vois ce que l'on pourrait dire pour ce qui est de l'eau lourde et de l'électrolyse, mais pour ce qui est de l'oxygène, s'il est produit dans de telles quantités, si on utilise l'hydrogène comme combustible—il y a trois domaines que je connais—la combustion en turbine, tout d'abord, où l'on peut augmenter l'efficacité de 30 p. 100 par rapport à ce qui se fait actuellement . . .

**M. Taylor:** C'est exact.

**M. Gurbin:** Ensuite, dans les fonderies, l'oxygène peut considérablement améliorer le facteur énergétique . . .

**M. Taylor:** Oui.

**M. Gurbin:** . . . l'ensemble du processus, et n'y a-t-il pas des possibilités sur le plan de la gazéification?

**M. Taylor:** Oui, parce que si vous n'utilisez pas l'air, le principal composant de l'air constitue un poids mort pour le système, et il est possible de s'en débarrasser. Je ne sais pas exactement quel est le prix de l'oxygène. Je vous prie de m'excuser, Je vais demander à l'un de mes collaborateurs. Monsieur Hammerli, en connaissez-vous le prix?

**Le président:** Voulez-vous vous présenter et je vous prierais de parler dans un micro.

**M. Martin Hammerli (Énergie atomique du Canada Limitée):** L'oxygène comme sous-produit coûte actuellement 18 dollars la tonne.

**M. Gurbin:** Je ne vois pas ce que cela représente.



## [Texte]

**Mr. Taylor:** No, I do not know what this translates to.

**Mr. Hammerli:** I might translate that and give it in terms of dollars per million btu. It translates into roughly \$1.50 per million btu.

**Mr. Gurbin:** That is pretty good, is it not?

**Mr. Hammerli:** Yes, it is.

**Mr. Gurbin:** So that could significantly change the economics.

**Mr. Taylor:** This is true, yes.

**Mr. Gurbin:** One of the major technical factors is the embrittlement factor. We approached that issue a couple of times. One was in pipelines, I think, because it is my understanding you can add about 10 per cent to the mix we have now and still get away with the pipeline we have but that we cannot go any further than that.

**Mr. Taylor:** Yes. The reason why you cannot go above 10 per cent, though, is not the embrittlement. The reason why you cannot go above 10 per cent is in the utilization. You would have to change the burners. Embrittlement is a problem with hydrogen. It is a subject of research activity both in Canada and overseas. We are aware of this problem. The embrittlement is very severe with the very costly alloys that are used for pipeline steels. There appear to be very many rules of thumb about embrittlement. There are so many exceptions that I think the rules are really quite dangerous and the issue does warrants serious investigation, and it is taking place at the moment.

**Mr. Gurbin:** Is that one of the most serious limiting factors now or not, in your opinion?

**Mr. Taylor:** No, no.

**Mr. Gurbin:** You see that being overcome reasonably easily?

**Mr. Taylor:** Yes, yes. Solutions are known but the solutions cost money. We are looking for cheaper solutions.

**Mr. Gurbin:** The last part of my question, Mr. Chairman, and thank you for indulging me so long. But 2.5 per cent I think was what you said was sort of maximum, 20 or 25—is that what you are looking at?

**Mr. Taylor:** Yes. The projected percentage of hydrogen of the total energy, yes.

**Mr. Gurbin:** I guess the natural question that comes to my mind from that is what the basis of that projection is. Is it a question of commitment? First of all, what is your budget right now and what sort of direction have you been given as an agency? Is that limiting factor in that 2.5 per cent or is it a question of that you just do not think it will work into the mix?

• 1715

**Mr. Taylor:** No, this is an analysis which was performed for the government as part of the International Energy Agency commitment. The same analysis was done on the same basis by most of the participant nations in the IEA hydrogen agreement, and these results were drawn from our own activities. I

## [Traduction]

**M. Taylor:** Non, moi non plus.

**M. Hammerli:** Cela représente \$1.50 par million de BTUs.

**M. Gurbin:** Pas mal du tout, n'est-ce pas?

**M. Hammerli:** Certes.

**M. Gurbin:** Cela pourrait donc profondément modifier l'aspect économique.

**M. Taylor:** Oui.

**M. Gurbin:** C'est la fragilisation qui constitue l'un des facteurs techniques les plus importants. Nous avons abordé ce sujet à plusieurs reprises, notamment à propos des oléoducs et des gazoducs, mais je crois savoir que, pour les mélanges actuels, on ne peut pas aller au-delà de 10 p. 100.

**M. Taylor:** C'est exact. Ce n'est pas à cause de l'aspect fragilisation que l'on ne peut pas dépasser ces 10 p. 100. En fait, c'est une question d'utilisation qui entre en ligne de compte ici. Il faudrait changer les brûleurs. La fragilisation cause un problème avec l'hydrogène. Il s'agit là d'un domaine où les chercheurs sont très actifs, tant au Canada qu'à l'étranger. Nous sommes au courant. La question de la fragilisation est très préoccupante vu les alliages fort coûteux que l'on utilise sur les pipe-lines en acier. Il semble y avoir bien des règles empiriques à ce propos. Il y a tant d'exceptions que ces règles sont en fait très dangereuses et le problème mérite que l'on fasse d'importantes recherches, ce qui est d'ailleurs le cas à l'heure actuelle.

**M. Gurbin:** A votre avis, cela constitue-t-il l'une des limitations les plus graves à l'heure actuelle?

**M. Taylor:** Non, non.

**M. Gurbin:** Vous pensez que l'on pourra résoudre ce problème facilement?

**M. Taylor:** Oui. On en connaît les solutions mais elles sont coûteuses. Nous sommes à la recherche de solutions moins coûteuses.

**M. Gurbin:** Monsieur le président, j'en arrive à la dernière partie de ma question et je vous remercie pour votre indulgence. Vous avez parlé de 2.5 p. 100; c'est un maximum, n'est-ce pas?

**M. Taylor:** Oui. Il s'agit du pourcentage prévu de l'hydrogène dans le bilan énergétique total.

**M. Gurbin:** La question qui découle tout naturellement de tout cela est la suivante: sur quoi fondez-vous ces prévisions? Est-il question d'engagement? D'abord, quel est votre budget actuel et quelles directives votre organisme a-t-il reçues? Cette croissance de 2.5 p. 100 est-elle un facteur limitatif ou croyez-vous tout simplement qu'on ne peut très bien accommoder l'hydrogène dans les autres systèmes énergétiques?

**M. Taylor:** Non, cette analyse a été préparée pour le gouvernement comme contribution à son engagement avec l'Agence internationale de l'énergie. Au fond, la plupart des nations participant à l'accord de l'Agence internationale de l'énergie sur l'hydrogène ont fait la même analyse, et ces

[Text]

do not think that the percentage here is limited by the factors you are raising at all, no.

**Mr. Gurbin:** So we could go a lot farther a lot faster if we chose to.

**Mr. Taylor:** I think we could, yes, that is right. It is certainly not limited by input energy availability. It is limited, I think, mostly by the rate of evolution of a new energy technology of this type. The last chart I showed showed the period I had assigned to this, about 100 years, but you would notice, of course, that most of the direct energy use is on the bottom line of that table, which is the third I showed, and the rate of increase is going up very fast after the year 2000.

**Mr. Gurbin:** Particularly in central Canada, in Ontario and in Quebec, since we both seem to have an abundance of electricity and since transportation fuel seems to be our problem, and since hydrogen is both storable and transportable, do you not think it is conceivable that there might be quite a dramatic change in that whole percentage factor we are talking about?

**Mr. Taylor:** Yes, and I think particularly in certain areas of the east as well. I think of Labrador as well. If the tidal scheme is built, one would face a similar situation, essentially what amounts to an oversupply of electricity in fact.

**Mr. Gurbin:** Which is maybe a real advantage instead of a disadvantage.

**Mr. Taylor:** I see it as an advantage, yes. I see hydrogen as being an advantage in accommodating this into our utilization system.

**Mr. Gurbin:** I will pass for a second round.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Gurbin.

Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Je remarque qu'il y a un rapport qui a été soumis au gouvernement par le Conseil des sciences du Canada en 1975 où on parle de l'hydrogène, et où on posait des questions, à savoir, qui devrait financer la recherche et le développement dans ce domaine-là, est-ce le gouvernement fédéral ou est-ce que les provinces qui disposent de grands gisements de charbon devraient aussi en payer une partie, ou encore l'entreprise privée? Parce que les connaissances que vous retirerez de tout cela, de toute manière, est-ce que ce sont les citoyens qui en bénéficieront ou si ce sera l'entreprise privée, ou les multinationales, ou des compagnies qui sont à l'extérieur du Canada et qui sont propriétaires de certains gisements?

**Mr. Taylor:** The present situation is that some money financing the activities is coming from the private sector. Most of the money financing the activities is coming from the federal government. This is a very high-risk activity and it seems to be recognized that the role of the federal government is to support high-risk activities of this type, up to a certain point. I should say that the governments of both Quebec and Ontario are now paying very considerable attention to the development of hydrogen energy systems.

[Translation]

résultats sont tirés de nos propres activités. En fait, les pourcentages de croissance ne sont pas limités par les facteurs que vous avez mentionnés.

**M. Gurbin:** Donc si l'on voulait, on pourrait beaucoup augmenter la production de l'hydrogène et beaucoup plus rapidement.

**M. Taylor:** Oui, en effet. Nous ne sommes pas limités par la disponibilité de l'énergie de production. Nous sommes limités surtout par le rythme d'évolution des nouvelles technologies énergétiques de ce genre. Le dernier tableau indiquait une période d'évolution de quelque 100 ans, et vous avez sans doute remarqué à la dernière ligne du troisième tableau, que l'utilisation directe de l'énergie croît très rapidement après l'an 2,000.

**M. Gurbin:** Surtout au centre du Canada, en Ontario et au Québec, puisque ces 2 provinces semblent avoir de l'électricité en abondance, mais puisque les carburants semblent poser le plus grand problème, et que l'hydrogène peut être stocké et transporté, ne croyez-vous pas qu'on pourrait effectivement envisager un changement dramatique à ce taux de croissance?

**M. Taylor:** Oui, surtout dans certaines régions de l'est. Au Labrador, par exemple. Si le projet de production d'énergie marémotrice se réalise, on aurait une situation semblable, essentiellement, une surabondance d'électricité.

**M. Gurbin:** Ce qui pourrait être un réel avantage, plutôt qu'un désavantage.

**M. Taylor:** Oui, à mon sens, ce serait un avantage. L'hydrogène serait un avantage si on l'intégrait à notre système actuel.

**M. Gurbin:** Je reprendrai au second tour.

**Le président:** Merci, monsieur Gurbin.

Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** I note in a 1975 report submitted to the government by the Canada Science Council that questions are asked regarding financing of hydrogen research and development area; whether it should be done by the federal government, or whether the provinces which have large coal fields should not pay their share; whether eventually the private sector should not pay? Indeed, will the citizens directly benefit from the knowledge you are gaining, or will private enterprise or the multinationals, or indeed, the foreign companies which own certain fields?

**M. Taylor:** En ce moment, le secteur privé finance une certaine partie des activités. La plupart des fonds viennent du gouvernement fédéral. C'est une activité comportant des risques importants, et l'on reconnaît qu'il incombe au gouvernement fédéral d'appuyer ce genre d'activités dans une certaine mesure. Je dois ajouter que les gouvernements du Québec et de l'Ontario s'intéressent beaucoup à la mise au point de systèmes énergétiques utilisant l'hydrogène.



[Texte]

**M. Portelance:** Est-ce que les autres provinces sont moins intéressées? Si l'hydrogène provient du charbon, et comme le charbon est dans les provinces de l'Ouest, ne fournissent-elles rien dans les recherches et le développement, ou très peu?

**Mr. Taylor:** The other province that we are aware of in connection with coal utilization and hydrogen production, and their interest, is Saskatchewan, through the Saskatchewan Power Corporation, where the public utility there is an energy utility and, of course, is involved in electricity distribution as well as gas distribution. I am not aware of significant interest from the Government of Alberta. Am I right here? No, we are not.

• 1720

**Mr. Portelance:** They are the ones with all the money, they should be good to us.

**Mr. Taylor:** They have all the oil too.

**M. Portelance:** Dans le domaine de l'enseignement, est-ce que déjà on a des gens compétents? Est-ce que certains établissements d'enseignement se préoccupent de cela? Est-ce qu'il y a des jeunes qui s'en vont dans cette direction, qui peuvent aider à la recherche?

**Mr. Taylor:** Not totally, I would say. We have weaknesses. I can mention some of these if you want. I think we have weaknesses in the engineering end of the business. This has probably always been a weakness and often impedes transfer of technology so I am referring specifically to engineering in the academic institutions. Certainly, some of the requirements that we have relate to knowledge in electrochemistry; for example, electrolyzers and fuel cells do require knowledge of this discipline. We are certainly not too strong in this area. These weaknesses very definitely exist. Attempts have been made to repair them. It does take time to get in place the staff and the expertise to correct these situations.

**Mr. Portelance:** And what could the federal government do in this case to help?

**Mr. Taylor:** I think it is important to recognize the need for a long-term commitment. People tend to react more positively if they are given assurance of a long-term funding commitment of some type in a technology and the scientific R&D area. That long-term commitment does not exist.

**M. Portelance:** Si on se compare aux Américains dans ce domaine-là, on est certainement derrière eux, n'est-ce pas, et peut-être derrière d'autres pays aussi?

**Mr. Taylor:** I think we should have a joint opinion on this, not just one. John.

**Mr. Murray:** Yes. In the area where I work, which is in the use of alloys for storing hydrogen, we have a very limited program, a small program in NRC and a small program outside NRC, whereas countries like the United States and Germany in particular, as far as we know, are putting something like 20 to 30 man-years per year into just this one narrow area. Our commitment here is currently about three man-years per year. So we do seem to be putting a little less effort into it in proportion to our economic size than other countries are.

[Traduction]

**Mr. Portelance:** Are the other provinces less interested? If hydrogen can be produced from coal, and the coal seems to be mostly in the western provinces, are they not contributing nothing or very little to the research and development?

**M. Taylor:** La Saskatchewan est une autre province qui, à notre connaissance, s'intéresse beaucoup à l'utilisation du charbon pour la production d'hydrogène, par le truchement de la Société électrique de la Saskatchewan, service d'utilité publique qui, bien sûr, assure la distribution de l'électricité aussi bien que du gaz; je ne crois pas que le gouvernement de l'Alberta s'y intéresse particulièrement. Est-ce juste? Oui, c'est juste.

**M. Portelance:** Ces provinces ont tout l'argent, aussi elles devraient être plus généreuses.

**M. Taylor:** Elles ont aussi tout le pétrole.

**Mr. Portelance:** Have we already the necessary skills in the area of education? Are there certain teaching institutions involved in this area? Are there young people oriented toward this field who could help in research?

**M. Taylor:** Pas complètement, à mon sens. Nous accusons certaines faiblesses. Je peux en mentionner certaines si vous le désirez. Nous accusons certaines faiblesses du côté de l'ingénierie. Cela a toujours été une de nos faiblesses qui a retardé le transfert de la technologie, particulièrement dans les universités. Bien sûr, certaines faiblesses sont rattachées directement à la connaissance de l'électrochimie; par exemple, le domaine de l'électrolyse et des piles à combustible exige une certaine connaissance de l'électrochimie. Nous sommes plutôt faibles dans ce domaine. Nos faiblesses sont très réelles. On a tenté d'y remédier, mais il faut beaucoup de temps pour former le personnel et obtenir l'expertise nécessaire.

**M. Portelance:** Que peut faire le gouvernement fédéral?

**M. Taylor:** Il faut d'abord reconnaître le besoin de s'engager à long terme. On tend généralement à réagir plus positivement, si on est assuré d'un financement à long terme dans le domaine de la recherche et du développement d'une technologie ou d'une science. Cet engagement à long terme n'existe pas.

**Mr. Portelance:** Are we not lagging behind the Americans in that field, and perhaps behind other countries?

**M. Taylor:** Il vaut mieux vous donner une opinion conjointe à cet égard. John.

**M. Murray:** Dans mon domaine de travail, l'utilisation d'alliages pour le stockage de l'hydrogène, le Conseil national de recherches a un programme interne très limité et un petit programme à l'extérieur, alors que les États-Unis et l'Allemagne en particulier, à notre connaissance, ont engagé 20 et même 30 années-personnes par année dans ce seul domaine très particulier. En ce moment, notre engagement est de 3 années-personnes par année. On semble donc faire un peu moins d'efforts que d'autres pays, compte tenu de notre importance économique.



[Text]

**Mr. Portelance:** Where do you think the money should come from if we want to help more in that field? Should that be from the existing energy? We know that we have to find new sources, so do we tax the ones that we already have? We need new ones in the near future.

**Mr. Taylor:** It is very rare that scientists get an opportunity to comment on this sort of thing. I really must say that I am...

**The Chairman:** Actually, doctor, you should ignore that question.

**Mr. Taylor:** Yes, I am a layman in that field.

**Mr. Portelance:** One last question, Mr. Chairman.

Quel montant total par année le gouvernement fédéral vous alloue-t-il présentement pour vos recherches?

**Mr. Taylor:** Well, the amount shown that was spent in 1979 on the table that I gave, this is through several departments, but if you could add up the NRC component there you would get \$1.5 million. If you added up the NRC component down the centre over which I would have immediate responsibility, you would add up the total that was going on hydrogen and without the cost-shared program, because this is commercial confidential material, there would be \$2 million going on hydrogen R&D. But the commercial cost-shared program supported through the Department of Industry, Trade and Commerce is over and above that. So it is \$2 million-plus. And that is a fairly large program.

• 1725

**M. Portelance:** Merci.

**Le président:** Merci, monsieur Portelance. Before going to Mr. Clay, our project manager, and Mrs. Meyers, I would like to know, doctor, if you could explain a little bit the figures you have used. There are no numbers to the pages you gave us, so I think... you say:

**Mr. Taylor:** Sorry.

**The Chairman:** ... it is on the third or fourth last page, where

no economically-viable, near-term, hydrogen energy applications in Canada are identified.

In other words, did you use a certain price on oil or other types of energy in use today which are prevalent in Canada? Could you elaborate a bit on the figures you used in preparing this statement?

**Mr. Taylor:** Yes, indeed. If you are considering the most likely supply of hydrogen in Canada as being electricity then, knowing the current price of electricity, it is inevitable that hydrogen will cost more than that.

The current price of electricity is about 2.7 cents a kilowatt hour. I am having to do some numbers on my own chart, if you will just excuse me a moment. I think the cost in dollars per million B.T.U.'s is very close to \$7 is it not?

**Mr. Murray:** We calculate it at \$7.90.

[Translation]

**M. Portelance:** D'où devraient venir les fonds si on voulait augmenter le financement dans ce domaine? Des systèmes énergétiques actuels? Car nous devons trouver de nouvelles sources d'énergie, alors pourquoi ne pas taxer les sources actuelles? Il faudra de nouvelles sources d'énergie très prochainement.

**M. Taylor:** Les scientifiques ont rarement l'occasion de commenter ce genre de questions. Franchement, je suis...

**Le président:** En fait, monsieur Taylor, vous pouvez laisser cette question de côté.

**M. Taylor:** Oui, je suis plutôt profane dans ce domaine.

**M. Portelance:** Une dernière question, monsieur le président.

What is actually the total yearly contribution of the federal government for your research?

**M. Taylor:** Eh bien, les sommes dépensées en 1979, selon le tableau, viennent de plusieurs ministères, et si vous ajoutez le CNR, vous obtiendrez \$1.5 million de dollars. Si vous additionnez l'élément CNR dans la colonne du centre—dont je suis directement responsable dans le domaine de l'hydrogène—et si vous retranchez le programme à frais partagés—ces renseignements sont confidentiels—on dépense environ 2 millions de dollars pour la recherche et le développement dans le domaine de l'hydrogène. Cependant, le programme commercial à frais partagés appuyé par le ministère de l'Industrie et du Commerce est supérieur à cela. C'est donc plus de deux millions de dollars. C'est un programme assez important.

**Mr. Portelance:** Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Portelance. Avant de donner la parole à M. Clay, le gestionnaire de projets, et à M<sup>me</sup> Meyers, j'aimerais que vous m'expliquiez un peu les chiffres que vous avez utilisés. Les documents que vous nous avez remis ne sont pas paginés...

**M. Taylor:** Excusez-moi.

**Le président:** ... c'est trois ou quatre pages avant la fin, là où vous dites:

On n'a pas encore recensé d'applications rentables à court terme pour l'énergie produite par l'hydrogène au Canada.

Autrement dit, avez-vous utilisé pour le pétrole et les autres types d'énergie utilisés de nos jours des prix courants en ce moment au Canada? Pourriez-vous nous expliquer les chiffres que vous avez utilisés dans cette déclaration?

**M. Taylor:** Oui. Comme la source la plus probable d'hydrogène au Canada est l'électricité, il est inévitable que l'hydrogène coûtera plus que l'électricité.

Cette dernière coûte actuellement environ 2.7 le kilowatt-heure. Je dois faire quelques calculs moi-même, excusez-moi un instant. Je crois que cela donne près de \$7 par million de BTUs, n'est-ce pas?

**M. Murray:** J'ai calculé \$7.90.

[Texte]

**Mr. Taylor:** Seven. Yes. So on the lefthand scale you could put the current price of electricity as over \$7. I have already marked on the scale the cost of energy from oil—either the lower figure at the Alberta border or the upper figure, world prices, that they use at seaboard—and the plain facts at the moment are that hydrogen is going to cost more than that on a unit-energy basis, as it stands at the moment.

**The Chairman:** To bring it into perspective for us, what would the price of oil have to be to make the production of hydrogen economically viable?

**Mr. Taylor:** I will tell you in just a second. If that is not accompanied by a cost increase in hydrogen production, then it would be about forty-five dollars.

**The Chairman:** About forty-five dollars?

**Mr. Taylor:** Yes.

**The Chairman:** That is with the technology in place today?

**Mr. Taylor:** Yes.

**The Chairman:** All right. Thank you, very much. Does the extra cost for the safety precautions which must be taken in the use of hydrogen as compared to gasoline add tremendously to the cost of hydrogen?

**Mr. Taylor:** Yes. You are now comparing the two energy systems as systems rather than as suppliers of energy, and the cost of the hydrogen system is higher than the cost of the current systems. However, it is not higher than the cost of a system that employs electricity. And, since the concept most likely to be applicable in the Canadian transportation scene, for example, is the use of hydrogen derived from electricity, then you must compare the system costs of hydrogen with the system costs of electricity, and not hydrogen with the system costs of the fossil fuels—because I have stated that it is not competitive. And the figure I gave shows that it is not competitive for quite a long time.

**The Chairman:** This is my last question. I understand the production of hydrogen solves a lot of environmental problems as well. In other words, it does not produce CO<sub>2</sub> or hydrocarbons. There is no sulphur; there is no smoke. In other words, has the cost of cleaning up our atmosphere and our environment with the present fuels we are using been taken into account in your figures?

• 1730

**Mr. Taylor:** Oh, no; not at all.

**The Chairman:** It has not?

**Mr. Taylor:** No.

**The Chairman:** But if you could, would it not make the picture brighter for hydrogen?

**Mr. Taylor:** Yes, I think so; and I did highlight that point, that I felt that this was a very critical factor in deciding to adopt a hydrogen energy system, the environmental factor; but particularly, I was highlighting the carbon dioxide contamination. But of course it applies equally well to the others that you have raised, as well.

**The Chairman:** Okay. But do you know of anybody at the NRC who is studying that aspect of it?

[Traduction]

**M. Taylor:** Oui. Donc sur l'échelle de gauche, vous pouvez inscrire le prix actuel de l'électricité qui se situe à plus de \$7. J'ai déjà inscrit sur l'échelle le coût de l'énergie tirée du pétrole, soit le chiffre plus bas à la frontière de l'Alberta ou le chiffre plus élevé qui est le prix mondial demandé au port. Il ressort de tout cela que l'hydrogène coûtera plus cher l'unité d'énergie.

**Le président:** Afin de nous situer, quel devrait être le prix du pétrole pour que la production de l'hydrogène soit rentable?

**M. Taylor:** Je vais vous le dire dans un instant. S'il n'y a pas d'augmentation des coûts de la production de l'hydrogène, il faudrait que le pétrole coûte \$45.

**Le président:** Environ \$45?

**M. Taylor:** Oui.

**Le président:** Avec la technologie actuelle?

**M. Taylor:** Oui.

**Le président:** Très bien. Merci beaucoup. Est-ce que les mesures de précaution qu'on doit prendre lorsqu'on utilise de l'hydrogène par comparaison à l'essence en augmentent beaucoup le coût?

**M. Taylor:** Oui. Vous comparez maintenant deux systèmes plutôt que deux sources d'énergie. Le coût du système à l'hydrogène est supérieur au coût des systèmes actuels. Toutefois, il n'est pas supérieur au coût d'un système qui utilise de l'électricité. Et comme l'hydrogène tiré de l'électricité est probablement l'énergie la plus appropriée pour les transports au Canada, il faut comparer les coûts du système à l'hydrogène avec les coûts du système à l'électricité, et non avec les coûts des systèmes à combustibles fossiles, parce que j'ai déjà dit que ce n'était pas concurrentiel. Les chiffres que je vous ai donnés démontrent que le système ne sera pas concurrentiel avant longtemps.

**Le président:** C'est ma dernière question. Je crois que la production de l'hydrogène résout beaucoup de problèmes écologiques également. Autrement dit, elle ne produit pas d'hydrocarbures. Il n'y a pas de soufre, il n'y a pas non plus de fumée. Autrement dit, avez-vous tenu compte des coûts de nettoyage de l'atmosphère et de l'environnement qu'entraîne l'utilisation des combustibles que nous utilisons maintenant?

**M. Taylor:** Non, pas du tout.

**Le président:** Non?

**M. Taylor:** Non.

**Le président:** Si vous le faisiez, est-ce que cela n'améliorerait pas les chiffres pour l'hydrogène?

**M. Taylor:** Oui, je le pense. Je l'ai déjà souligné en disant que c'était l'un des facteurs décisifs qui militent en faveur de l'adoption d'un système à hydrogène. Je parlais surtout de la contamination par gaz carbonique. Cela s'applique également aux autres contaminants que vous avez mentionnés.

**Le président:** D'accord. Savez-vous si quelqu'un étudie cette question?



[Text]

**Mr. Taylor:** The last one to write anything in this field was Inhaber and he ran into a whole pile of flak; so I think lots of people are avoiding it.

**The Chairman:** I see. Thank you.

Dr. Gurbin, I believe, has some questions. No. Mr. Corbett is next—I did not see him at first.

**Mr. Gurbin:** I do not mind waiting for my turn, actually, because often I learn more from listening to questions than I do from asking my own.

**Mr. Corbett:** You will be rather disappointed with this one.

One of the papers that we have received says that by adding two to three per cent hydrogen by weight to soft coal, it can be converted into heavy oil which can be used in power plants. Can you give me any sort of indication as to what the cost of that heavy oil might be, say, per barrel or in terms such that we might be able to compare it to domestic conventional heavy oil.

**Mr. Taylor:** Not from coal. In the case of oil refining, there are heavy products produced again which are not sold as distillate fuels: they are sold as heavy fuels; but they, too, can be changed into fuels which resemble gasoline by adding hydrogen. This is fuel upgrading.

The situation, as I understand it at the moment—and these figures come from the fact that I am sitting on the Ontario Task Force on Hydrogen, and they come directly from the oil companies—the situation is that rather than do this with their present heavy oils, it is cheaper to import oil at \$36.00 a barrel.

**Mr. Corbett:** But what is—and this is the second part of my question, because I understand that if you increase that by an additional six per cent, the hydrogen to the heavy oil that is produced, then you come up with light oil—what is the cost differential? Obviously, you have got a handle on that.

**Mr. Taylor:** It looks close to the \$36.00 a barrel; I would think it is very close to that.

**Mr. Corbett:** Is that so?

**Mr. Taylor:** Yes.

**Mr. Corbett:** So it very well could be that within the very foreseeable future, it could be very attractive economically to think about doing that?

**Mr. Taylor:** Well, one of the studies that is being done for the Ontario task force is addressing this problem, addressing it in connection with the oil-refining industry and particularly the oil-refining industry located in Ontario.

**Mr. Corbett:** When you talk about \$36.00 or \$38.00 per barrel, are you talking about the end result or does that include the capital investment that would be required to set that sort of an operation in motion?

**Mr. Taylor:** No, that is the cost of the barrel of oil with no commercial mark-up, no taxes . . .

**Mr. Corbett:** No, I am sorry; I am speaking about the capital costs that would be required to build the plant.

[Translation]

**M. Taylor:** Le dernier qui a écrit quelque chose là-dessus est Inhaber et il a été fortement critiqué. Je pense donc que c'est un sujet qu'on évite maintenant.

**Le président:** Je vois. Merci.

Monsieur Gurbin a des questions à poser je crois. Non, M. Corbett est le suivant . . . je ne l'avais pas vu.

**M. Gurbin:** Je peux attendre, parce que j'apprends souvent plus en écoutant les réponses aux questions des autres qu'en en posant moi-même.

**M. Corbett:** Eh bien la mienne va vous décevoir.

L'un des documents qu'on nous a distribué dit qu'en ajoutant 2 à 3 p. 100 d'hydrogène en poids au charbon liquide, on peut le convertir en huile lourde et l'utiliser dans les centrales. Pouvez-vous me dire combien coûterait cette huile lourde par baril? Pourriez-vous utiliser une unité qui nous permettra de comparer ce coût au coût de l'huile lourde ordinaire?

**M. Taylor:** Pas avec le charbon. Le raffinage du pétrole donne des produits lourds qui ne sont pas vendus comme combustible distillé. On les vend comme combustible lourd, mais ils peuvent être convertis en combustibles ressemblant à l'essence, si l'on y ajoute de l'hydrogène. C'est ce qu'on appelle l'enrichissement du combustible.

Si j'ai bien compris, et j'utilise des chiffres dont j'ai pris connaissance en siégeant au groupe de travail sur l'hydrogène de l'Ontario—ces chiffres nous sont fournis directement par les compagnies de pétrole—la situation est la suivante: il coûte moins cher d'importer du pétrole à \$36 le baril que d'enrichir les huiles lourdes.

**M. Corbett:** J'en viens maintenant à la deuxième partie de ma question. Si j'ai bien compris, en ajoutant encore 6 p. 100 d'hydrogène à l'huile lourde, on peut obtenir de l'huile légère. Quelle différence cela fait-il dans les coûts? Vous devez bien le savoir.

**M. Taylor:** Le prix en serait très proche de \$36 le baril.

**M. Corbett:** Oui?

**M. Taylor:** Oui.

**M. Corbett:** Il se peut donc que dans un avenir prévisible, cette méthode devienne économiquement attrayante?

**M. Taylor:** L'une des études effectuées par le groupe de travail de l'Ontario a tenu compte de l'industrie du raffinage, et surtout des raffineries situées en Ontario.

**M. Corbett:** Vous parlez de \$36 ou \$38 le baril, s'agit-il du prix de vente ou est-ce que cela comprend l'investissement nécessaire à la production?

**M. Taylor:** C'est le coût du baril de pétrole sans les surcharges commerciales, les taxes, . . .

**M. Corbett:** Excusez-moi, je veux parler des investissements de capital nécessaires pour construire l'usine.



[Texte]

**Mr. Taylor:** Oh, to build the plant? I could not say what that would be. This is not a very complicated plant, but it is a very large plant.

**Mr. Corbett:** would we have to wait until this task force study is complete before we could get that information or is there some other research institute or what-have-you that might have that?

**Mr. Taylor:** I do not know of any other source at the moment. Dr. Dyne is in the room; he may have something, Mr. Chairman, that he can add.

**The Chairman:** You have someone with you who would care to add to that? Would you step forward, sir, and identify yourself, please.

• 1735

**Mr. Peter J. Dyne (Director, Office of Energy Research and Development, Department of Energy, Mines and Resources):** Those numbers can be obtained, but offering them off the top of the head, I would not care to.

**The Chairman:** You could provide them to the committee at a later date?

**Mr. Dyne:** Yes, if you would give me the precise question, there would be no difficulty.

**The Chairman:** Okay, Mr. Corbett, do you want to rephrase your question?

**Mr. Corbett:** All right. Why do we not work it through our staff and we will have that question prepared for you. We would appreciate that. Thank you.

**The Chairman:** Fine. Did you have a supplementary, Mr. Gurbin?

**Mr. Gurbin:** I am in line with that same question, because the question really comes down to the transition and how it works out with syn fuels, not necessarily just oil but also with methanol, ethanol and the whole carbon saver concept, if you will, and how you view that.

I am interested, I think, a little more in your attitude than I am about some of the technical parts of it, and I do not mean that in a negative way but in terms of how much enthusiasm you have for the projects and how much opportunity you see in them as compared with the technology that we seem to be floating along with, in your terms for 90 more years or 100 more years. I do not know if you can comment on that altogether.

**Mr. Taylor:** Certainly the people working in the field are very enthusiastic about the prospects for hydrogen use as an energy commodity. There is no doubt about that. The reality of the situation is that there is a lot of work to be done. I did say that there are no technological obstacles to introducing a hydrogen energy system, indeed that may be true, as to introducing an economically viable one, that may not be true. So whereas on the one hand you would be enthusiastic about this, on the other hand, you have to be cautious and say that there is a great deal of work to be done. It will not happen tomorrow, and somehow the impetus has to be maintained to carry on this work. I think in that regard I was speaking about

[Traduction]

**M. Taylor:** Pour construire l'usine? Je ne sais pas ce que cela coûterait. Il ne s'agit pas d'usines très compliquées, mais les installations seraient très imposantes.

**M. Corbett:** Faudra-t-il attendre que le groupe de travail ait terminé son étude pour obtenir ces renseignements, ou y a-t-il un autre institut de recherche qui pourrait nous les fournir?

**M. Taylor:** Je ne connais pas d'autres sources de renseignements pour le moment. M. Dyne est ici, il pourra peut-être ajouter quelque chose.

**Le président:** Vous êtes accompagné de quelqu'un qui pourrait nous donner des détails? Voulez-vous vous avancer s'il vous plaît, et vous identifier.

**M. Peter J. Dyne (directeur, Bureau de la recherche et du développement énergétiques, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources):** Nous pouvons vous obtenir ces chiffres, je n'oserais vous les donner de mémoire.

**Le président:** Vous pourriez les envoyer au Comité plus tard?

**M. Dyne:** Oui, si vous voulez bien me donner la question avec précision.

**Le président:** Très bien, monsieur Corbett, voulez-vous reformuler votre question?

**M. Corbett:** Très bien. Pourquoi ne pas faire rédiger la question par notre personnel? Merci.

**Le président:** Très bien. Aviez-vous une question complémentaire, monsieur Gurbin?

**M. Gurbin:** J'allais poser la même question, parce qu'il s'agit surtout de la transition et de l'utilisation des combustibles de synthèse, non seulement du pétrole, mais également du méthanol, de l'éthanol et des méthodes de récupération du carbone.

Ce qui m'intéresse davantage cependant, c'est votre attitude au sujet de certains aspects techniques. Je ne veux pas vous critiquer, je veux parler de votre enthousiasme pour les projets et des promesses qu'ils recèlent selon vous, par comparaison aux techniques que nous avons encore pour au moins encore 100 ans. Pouvez-vous commenter cette question de façon générale?

**M. Taylor:** Ceux qui travaillent dans ce domaine sont très enthousiasmés par la possibilité d'utiliser de l'hydrogène pour produire de l'énergie. Cela ne fait aucun doute. Il n'en reste pas moins que les travaux sont loin d'être terminés. J'ai dit qu'il n'y avait pas d'obstacle technologique à l'adoption d'un système à l'hydrogène, mais il peut y avoir des obstacles économiques. Même s'il y a lieu de faire preuve d'un certain enthousiasme, il faut quand même être prudent et préciser qu'il nous reste encore beaucoup de travail à faire. Cela ne se fera pas du jour au lendemain et il faut continuer sur notre lancée. Je parlais plutôt d'engagements à long terme. C'est un projet à long terme. Si vous voulez un exemple bien canadien,

[Text]

long-range commitments. This is a long-range requirement. It compares, for example, if you want a Canadian example, with the development of the CANDU reactor. That was done over a period of 16 years and I think we are looking at something that is quite comparable.

**Mr. Gurbin:** Thank you.

**The Chairman:** Okay. Mr. Clay, you had some questions, I believe, and Mrs. Myers and John Graham as well.

**Mr. Rose:** Could I ask a supplementary on that altitudinal question, just briefly?

**The Chairman:** Yes, Mr. Rose.

**Mr. Rose:** It disturbs me too, because you are about the third group of people from NRC that have come before us as experts in their field and bad mouthed the field in terms of its economic benefit.

**Mr. Gurbin:** I did not say that.

**Mr. Rose:** You did not say that, I said that. The people we have heard have been extremely gloomy about the economic prospects of alternatives, and yet these are the people who are presumably devoting their lives to this particular specialty. It seems to me that when you are comparing costs and benefits you also have to consider the reality of running out of conventional fuels, and that is why we are all about this. I get the feeling that all we are here for, Mr. Chairman, is to provide an excuse not to proceed with anything else but to go forward full swing into the conventional sources. That is what bothers me, attitudinally, as a person.

**The Chairman:** Perhaps by the time we write our report, Mr. Rose we will have changed a few opinions, I hope. Dr. Taylor.

**Mr. Taylor:** I think my particular responsibility is to retain an objectivity in this area. I do not know whether I would agree that it is wise to pursue all out the conventional resources, because they are finite. There is a certain inevitability about their exhaustion. The problems you face in substituting other energy sources, of course, it is only a handmaiden to the operation of substituting energy sources—the problems you face will remain. They require tackling at some time and now is an opportune time to do it. One of the reasons why we are doing what we are doing is that we are keeping the door open, we have not closed the door on hydrogen.

• 1740

Many of us regard it as a very viable energy technology. I certainly do. I have never indicated otherwise. But I certainly would not enter into a public relations campaign to persuade everybody to suddenly wear hydrogen buttons. This I would avoid. Other people, of course, are very strong proponents of the hydrogen energy system. That is not my role; I do not see it as my role at all.

**The Chairman:** Mr. Rose.

[Translation]

c'est un projet qui ressemble à celui du réacteur CANDU. On l'a mis au point en 16 ans et je pense qu'il faudra autant de temps pour mettre au point le système énergétique fondé sur l'hydrogène.

**M. Gurbin:** Merci.

**Le président:** Très bien. Monsieur Clay, je crois que vous aviez des questions à poser ainsi que M<sup>me</sup> Myers et M. John Graham.

**M. Rose:** Pourrais-je poser une question complémentaire au sujet des attitudes?

**Le président:** Oui, monsieur Rose.

**M. Rose:** Cela me préoccupe également, parce que vous êtes le troisième groupe du CNR à comparaître devant nous à titre d'experts dans le domaine et à se montrer aussi négatifs au sujet de la rentabilité.

**M. Gurbin:** Ce n'est pas ce que j'ai dit.

**M. Rose:** Ce n'est pas vous qui l'avez dit, c'est moi qui le dis. Les témoins que nous avons entendus étaient loin d'être encourageants en ce qui concerne la rentabilité des énergies de remplacement, alors qu'il s'agissait justement des personnes qui consacrent leur vie à les étudier. Il me semble que lorsque vous comparez les coûts et les avantages, vous devez tenir compte du fait que nos combustibles traditionnels viendront à s'épuiser et que c'est pour cette raison que nous sommes ici. J'ai l'impression, monsieur le président, que nous sommes ici tout simplement pour trouver une excuse qui nous permettra de ne rien faire pour trouver des énergies de remplacement et de continuer à épuiser nos ressources traditionnelles. C'est cette attitude-là qui me préoccupe.

**Le président:** Lorsque nous en viendrons à la rédaction du rapport, j'espère que nous aurons réussi à changer quelques opinions. Monsieur Taylor.

**M. Taylor:** Personnellement, je me dois de conserver une certaine objectivité à cet égard. Je ne crois pas qu'il serait avisé de continuer à épuiser nos ressources traditionnelles, parce qu'elles ne sont pas renouvelables. Il est certain que nous allons les épuiser. Cependant, les énergies de remplacement—et l'hydrogène—n'est pas une source d'énergie, ce n'est qu'un catalyseur qui nous permet de produire une énergie de remplacement—nous posent quand même des problèmes. Il faudra bien s'y attaquer et c'est le moment ou jamais. Nous poursuivons nos recherches, parce que nous voulons garder la porte ouverte; nous n'avons pas mis l'hydrogène de côté.

Plusieurs d'entre nous voient là une technologie énergétique extrêmement rentable. Je sais que c'est mon cas. Je n'ai jamais prétendu le contraire. Je ne veux pas cependant me faire l'apôtre de l'hydrogène. Je tiens à éviter cette situation le plus possible. Je laisse à d'autres le soin de vendre l'idée d'un système énergétique fondé sur l'hydrogène. Ce n'est pas mon rôle.

**Le président:** Monsieur Rose.



[Texte]

**Mr. Rose:** Thank you, no, I do not want to pursue that line because I feel I am taking somebody else's time. Certainly I do not think anybody representing EMR or NRC should be shills for any particular technology, and if the witness suggests that what he is doing is giving us his objectivity as a result of his own expertise, I can hardly condemn him for that. It is just that I got the feeling, in the last two or three sessions we have had, of almost a pessimism about the realism of alternatives and how long it is going to take us, really, to tap into them. These are really political. Often these are not technological questions but political or social questions.

**Mr. Taylor:** I agree. I did not want to mention it, because...

**Mr. Rose:** The witness has more tact. Thank you.

**The Chairman:** Maybe he is being more realistic. I am sure, Mr. Rose, in our study we will be having other witnesses that will be out with the buttons and everything else. Mr. MacBain, I think, has a question.

**Mr. MacBain:** Yes, Mr. Chairman, I was just wondering, how much in percentage would your prognosis change for the future of hydrogen if you knew, if you could take it as a premise, that on July 1 of next year we would be paying, say, \$60 a barrel for oil?

**Mr. Taylor:** That would be too late! Yes, it would change very appreciably because the figures I was using were in the mid-forties. There would be an appreciable change.

**Mr. MacBain:** Appreciable? I know the way I put the question is very general, but when you say appreciable... You have given us a long time frame. The parametres of using hydrogen are long term, looking at it now.

My second question, and I will give you the first one to think over again, is that I do not think it is unrealistic to take \$60 a barrel for oil, if you take it 12 months from now. If you take \$60 a barrel, just give me an idea of what change, if any, you would make in your thinking. The second thing is, what change would it make in your thinking if we were not to have any offshore oil after a few years from now?

**Mr. Taylor:** The answer to the second question is that it would depend on what you had in place of the offshore oil. It takes time to build other energy systems, be they tidal or hydraulic or wind or nuclear. If those systems had been put in place, and I think the wisdom would be to do just that, then of course the hydrogen could be used as an energy carrier in connection with those systems.

However, coming to the first question, whatever the time frame you gave me, if that happened and we were looking at \$60 a barrel for oil the only reaction I would have would be just panic, because, quite obviously, the technology is not ready.

**The Chairman:** Right. You would be chopping wood like everybody else.

[Traduction]

**M. Rose:** Je ne vais pas continuer dans la même veine. J'ai l'impression de prendre le temps de quelqu'un d'autre. Je ne crois pas que les représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources ou du Conseil national de recherches devraient se faire les défenseurs d'une technologie en particulier. Si le témoin veut se borner à nous donner son opinion objective sur une question qu'il connaît bien, je puis l'accepter sans peine. Il reste que j'ai eu l'impression, au cours des deux ou trois dernières séances, que les témoins étaient plutôt pessimistes relativement aux autres technologies et au délai nécessaire pour les mettre en œuvre. Des considérations d'ordre politique et social plutôt que d'ordre technologique entrent en ligne de compte ici comme elles le font souvent.

**M. Taylor:** Je suis bien d'accord avec vous. Je n'ai pas voulu en parler parce que...

**M. Rose:** Le témoin a fait preuve de tact. Merci.

**Le président:** Ou de réalisme. Je suis sûr, monsieur Rose, qu'au cours de notre étude nous aurons l'occasion de rencontrer des témoins qui porteront des macarons annonçant leur couleur. Je pense que M. MacBain désire poser des questions.

**M. MacBain:** Si vous partiez de l'hypothèse voulant qu'à compter du 1<sup>er</sup> juillet de l'année prochaine le prix du baril de pétrole soit de \$69, à quel point vous faudrait-il modifier vos prévisions touchant les possibilités énergétiques de l'hydrogène? De quel ordre le changement serait-il?

**M. Taylor:** Ce serait trop tard! Eh bien, il me faudrait modifier considérablement mes chiffres. J'ai utilisé des données datant du milieu des années 1940. Le changement serait considérable.

**M. MacBain:** Considérable? Je sais que je vous pose ici une question générale, mais vous dites que le changement serait appréciable... vous nous avez donné des délais fort longs pour ce qui est de l'utilisation de l'hydrogène un jour.

Je vais vous laisser réfléchir à ma première question encore un peu. Dire que le baril de pétrole pourrait atteindre \$60 d'ici 12 mois n'est pas se montrer très fantaisiste. Je voudrais que vous me disiez de quelle façon vos théories seraient modifiées si tel était le cas. Également, je voudrais savoir si vous pourriez être amené à changer d'avis si l'on ne devait plus compter sur le pétrole off-shore d'ici quelques années.

**M. Taylor:** En réponse à la deuxième question, je dirais que tout dépendrait de ce qui remplacerait le pétrole off-shore. Il faut du temps pour mettre en place des systèmes énergétiques de remplacement, qu'ils fassent appel à la marée ou aux ressources hydrauliques, au vent ou au nucléaire. Si ces systèmes étaient déjà en place, le pétrole off-shore pourrait être remplacé; à ce moment-là, l'hydrogène pourrait être utilisé comme vecteur.

En ce qui concerne votre première question, quel que soit le délai que vous m'accorderiez, ma seule réaction serait de m'affoler si vous m'annonciez que le baril de pétrole doit atteindre \$60. Il est évident que la technologie n'est pas encore au point.

**Le président:** Vous iriez fendre du bois comme tout le monde.



[Text]

**Mr. MacBain:** Just a final question. Are they not using hydrogen now in automobiles for racing?

**Mr. Taylor:** I do not know about racing. Vehicles exist, test vehicles exist, that are operating on hydrogen. Oh yes, there is no doubt about that, both hydrogen stored as a liquid or as the solid hydride. These vehicles exist. There is a large fleet going into Berlin. I think there are 30 vehicles delivered already from Daimler-Benz. Berlin has a very special energy delivery situation. I think there is a corridor down which electricity can be delivered, and it is much more difficult to deliver liquid fuels. So there is a special requirement there and this test fleet is being put in; there is industrial and government money in that program. Thank you, Mr. Chairman.

• 1745

**The Chairman:** Mr. Clay.

**Mr. Dean Clay (Project Manager):** Dr. Taylor, I would like to get a little more clarification of the way in which you see hydrogen penetrating our energy economy and obviously it is a fairly long run proposition. On about the fourth or fifth page of the notes, you show a pie diagram from the year 2025 and obviously you are thinking of hydrogen as being primarily used in things like up-grading hydrogenating bitumen, heavy oils and production of ammonia, but making a very small contribution as a fuel per se. First of all, do you think that contribution could be substantially altered if the price of oil continued to rise at rates much higher than we anticipate? Secondly, at the end of the presentation, I see that for the year 2050 you are talking obviously about a more substantial potential penetration. Are we speaking of 25 per cent of the energy economy represented by hydrogen? Does that suggest beyond, say, the next several decades that there would be a much heavier shift into the use of hydrogen as a fuel in its own right or just what sort of evolution do you see in this?

**Mr. Taylor:** Well, in terms of the right-hand pie on this diagram, the 2025 pie, we must recognize right away that the whole of that segment going around that is shaded is an energy use of hydrogen. It is an indirect use. Now, it depends what you do with the methanol. If you burn the methanol in an engine, I have already argued that methanol is only a carrier of hydrogen, then indeed that would be an energy use of hydrogen. The very small segment is what is identified and projected as a result of this study which was done in collaboration with the IEA participants. That projected segment is for direct use of hydrogen in energy and, in particular, refers to hydrogen coming from electrolysis.

Let us see what is going on in this synfuel production. The supplies of the light hydrocarbon fuels from which we manufacture the light distillate fuels that we sell as gasoline and whatever—those supplies are diminishing. The reserves that we have are of fuels of a different composition. They have a different texture and everything, but particularly their composition is different because they have less hydrogen in them until you get ultimately down to the stickiest of all the fuels

[Translation]

**M. MacBain:** Une dernière question. Les automobiles de course n'utilisent-elles pas l'hydrogène actuellement?

**M. Taylor:** Je l'ignore. Je sais qu'il y a des véhicules d'essai qui utilisent l'hydrogène. Ils consomment de l'hydrogène soit sous forme liquide, soit sous forme solide d'hydrure. Il en existe assurément. Un parc assez important de véhicules est destiné à Berlin. Je pense que Daimler-Benz a déjà livré 30 véhicules à Berlin qui se trouve dans une situation très particulière pour ce qui est de la livraison de l'énergie. Il y a bien un corridor par où peut passer l'énergie électrique, mais la situation est plus corsée pour les combustibles sous forme liquide. Les besoins de cette ville sont donc assez spéciaux et c'est pourquoi un parc de véhicules d'essai y est envoyé; les fonds nécessaires au programme sont partagés entre l'industrie et le gouvernement.

**Le président:** Monsieur Clay.

**M. Dean Clay (directeur de projet):** Monsieur Taylor, j'aimerais que vous me donniez plus de détails au sujet des répercussions que pourrait avoir l'hydrogène sur le marché énergétique du pays, et ce, même si la proposition n'est pas pour demain. A la quatrième ou à la cinquième page de vos notes, vous montrez un diagramme à 360 degrés divisé en tranches pour l'année 2025, en supposant que l'hydrogène soit surtout utilisé dans des procédés d'hydrogénation du bitume, des huiles lourdes, de fabrication d'ammoniac, un très faible volume servant comme combustible à proprement parler. Croyez-vous que sa contribution puisse subir des changements importants si le prix du pétrole continue d'augmenter plus rapidement que ce à quoi nous nous attendons? Je vois également à la fin de vos notes qu'à l'horizon 2050, vous envisagez une pénétration du marché encore plus marquée. Vous voulez vraiment dire que l'hydrogène pourrait représenter 25 p. 100 du marché énergétique? Vous entendez par là qu'après les prochaines décennies, la tendance à utiliser l'hydrogène comme combustible à proprement parler se raffermira encore davantage? Comment voyez-vous son évolution à ce moment-là?

**M. Taylor:** Pour ce qui est du diagramme de droite, celui établi pour l'an 2025, il ne faut pas oublier que la pointe ombrée représente l'utilisation de l'hydrogène comme énergie. S'agit d'une utilisation indirecte. Tout dépend de ce que vous voulez faire avec le méthanol. Si vous avez l'intention de l'utiliser dans les moteurs, vous ne devez pas oublier qu'il est seulement un vecteur hydrogène. L'hydrogène dans ce cas est utilisé comme énergie. La plus petite pointe est ce qui a été identifiée et projetée au moyen d'études menées en collaboration avec les gens de l'AIE. Elle représente l'utilisation directe de l'hydrogène comme énergie, et fait appel en particulier à l'hydrogène issu du procédé d'électrolyse.

Il faut voir ce qui signifie ce type de production de combustible synthétique. Les approvisionnements d'hydrocarbures légers qui servent à la fabrication des distillats légers vendus sous forme d'essence ou sous une autre forme diminuent rapidement. Les réserves dont nous disposons sont des réserves de combustibles d'une composition différente. Leur texture et bien d'autres choses sont bien différentes. En particulier, ils sont différents du fait qu'ils contiennent moins d'hydrogène.

**[Texte]**

which probably would be coal, which has the least hydrogen of all the fuels.

There are really only two ways to change those fuels and match them into our energy system. You can simply, in the processing, throw away carbon either as coke or as carbon dioxide into the atmosphere which only aggravates the situation that I showed you in the second last one, or you can in the processing add hydrogen. You can get the hydrogen from either another fossil source; you can make it from natural gas or you can get the hydrogen from nonfossil sources and you would produce an energy commodity. Some part of the energy in that commodity would be from the material that came out of the ground and some part of the energy commodity would be part of the hydrogen. It would be impossible to differentiate. It is a bit like electricity. No one has the faintest idea where the electricity comes from that lights the lights and as long as this liquid fuel appeared in the system, no one would care either, long as it was not \$60 a barrel, I would suggest.

**Mr. Clay:** So, what you are saying here really is that we are not looking at any radical change in the technology because many of these hydrogenation processes are already in use.

**Mr. Taylor:** This is true.

**Mr. Clay:** And what you are looking at, perhaps past that, more towards the middle of the next century is a change in the technology which would allow us to use hydrogen as a fuel in its own right rather than, as you say, in an indirect sense here?

**Mr. Taylor:** And get the major benefits of using a clean fuel, yes. That would be, I think an enormous attraction for using hydrogen in its own right directly as a fuel. Yes.

**The Chairman:** Mrs. Myers.

**Mrs. Myers:** Thank you, Mr. Chairman. I looked at the last paragraph, the one showing the implementation or introduction of the hydrogen economy. I am just wondering if in that assumption, you have taken into account the possibility of thermo-nuclear fusion becoming a reality by, say, 2020. If that is not taken into account, would it speed things up significantly?

• 1750

**Mr. Taylor:** The real account was taken on the pie chart on electrical supply. That chart is a composite, courtesy of the Canadian Imperial Bank of Commerce, and it quotes Statistics Canada and EMI figures. It has in it a pie which has increased enormously from 1975, from nuclear at 6 per cent to nuclear at 33 per cent. I really doubt whether any of that projection included a fusion nuclear. I would doubt that.

**Mrs. Myers:** So it would speed it up considerably if that was ahead.

**[Traduction]**

leur forme la plus consistant étant le charbon. C'est en effet la houille qui, de tous les combustibles, contient le moins d'hydrogène.

Il y a actuellement deux façons pour nous de modifier ces combustibles pour les intégrer à notre réseau énergétique. D'abord, en cours de transformation, il est possible de rejeter le carbone dans l'atmosphère, soit sous forme de coke, soit sous forme de gaz carbonique, ce qui ne fait qu'aggraver la situation dont je vous ai parlé vers la fin de ma présentation. Il est possible, au cours de la transformation, d'ajouter de l'hydrogène. Vous obtenez l'hydrogène, d'abord, d'une autre source fossile, vous pouvez le tirer du gaz naturel, ou encore vous pouvez l'obtenir d'une source non fossile. Le résultat est de l'énergie qui peut être consommée. Cette énergie vient en partie de la matière première que vous avez tirée du sol et en partie de l'hydrogène. Il est impossible de faire la part de l'une et de l'autre. C'est un peu comme pour l'électricité. Personne ne sait très bien d'où vient l'électricité qui sert à éclairer nos maisons. Tant et aussi longtemps que ce combustible liquide, celui qui est en partie composé d'hydrogène, peut être intégré au réseau, personne ne s'intéresse à la part exacte qu'il représente, à condition évidemment qu'il ne coûte pas \$60 le baril.

**M. Clay:** Vous prétendez donc qu'il ne s'agit pas dans ce cas-ci d'un procédé technique radicalement nouveau puisque les procédés d'hydrogénation sont déjà utilisés.

**M. Taylor:** En effet.

**M. Clay:** Ce que vous prévoyez vers le milieu du siècle prochain, c'est un changement dans la technologie qui permet l'utilisation de l'hydrogène comme combustible à proprement parler plutôt que sous une forme indirecte quelconque.

**M. Taylor:** Avec tous les avantages que cela comporte puisqu'il s'agit d'un combustible propre. C'est la promesse la plus intéressante que l'utilisation de l'hydrogène directement comme combustible peut faire.

**Le président:** Madame Myers.

**Mme Myers:** Merci, monsieur le président. J'ai examiné votre dernier paragraphe, celui qui traite de l'application ou de l'avènement d'une économie utilisant l'hydrogène. Je me demande seulement si dans votre hypothèse vous avez tenu compte de la possibilité que la fusion thermo-nucléaire devienne une réalité d'ici l'an 2020. Si vous ne l'avez pas fait, je voudrais savoir si, selon vous, cette éventualité pourrait accélérer considérablement le processus.

**M. Taylor:** Les chiffres réels ont été tirés du diagramme sur l'approvisionnement en électricité. Ce diagramme est un amalgame pour lequel on doit remercier la Banque canadienne impériale de Commerce et qui tire ses données de Statistique Canada et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. On y voit que la pointe représentant le nucléaire a augmenté terriblement depuis 1975, passant de 6 p. 100 à 33 p. 100. Je ne sais pas si ces projections tiennent compte ou non de l'éventualité de la fusion nucléaire. J'en doute.

**Mme Myers:** Le processus en serait donc accéléré considérablement si cet événement se produisait.



[Text]

**Mr. Taylor:** What it would do is put more energy on the market for which there would not necessarily be an immediate demand.

**Mr. Gurbin:** There was a discussion about a direct process to produce hydrogen using fusion.

**Mr. Taylor:** Yes.

**Mr. Gurbin:** Does that enter into your production techniques in any way right now?

**Mr. Taylor:** No, no. May I just show you something else, Mr. Chairman, in answer to this? When you convert heat into electricity you do that very inefficiently, and the electricity is used to produce hydrogen in the system I have described. You do not have to convert heat into electricity to produce hydrogen. This chart shows another system in which the input is heat, shown on the left, and also water from which the hydrogen comes, and there is a chemical cycle operating. This is the thermo-chemical cycle that is shown in the general comic chart that I had earlier. The output of this system is hydrogen and oxygen, much as it would be from an electrolyzer, and low-temperature heat would be rejected in that system.

We do have programs in this field, albeit not very much going on. There is a considerable international effort. Most of the effort is related to the requirements of countries that have programs for advanced nuclear reactors which operate at much higher temperatures than the Candu reactor. It is true that this process will achieve its highest efficiency with the highest input temperature, and certainly a fusion reactor would have a very high input temperature into this system. This technology is operating on a laboratory prototype scale. No decision has been taken about any commercial demonstration plant, either by the United States, Germany or Japan, which are three of the countries very active in this field.

**Mr. Gurbin:** I have heard about this before, and followed that, but I asked him specifically and he suggested that there was an alternative other than the thermo.

**Mr. Taylor:** Yes, water can be split indirectly by a process called radiolysis, which is radiation hitting water and splitting it up. I would say that, yes, it sounds plausible, but in terms of practicality I think it remains to be demonstrated.

**The Chairman:** Mrs. Myers, do you have a question?

**Mrs. Myers:** I have one more question. On your graph with the transmission comparison costs, can you just go into a bit more detail on the assumptions that went into the hydrogen transmission costs? Where you there talking about a pipeline to carry pure hydrogen?

**Mr. Taylor:** Yes.

**Mrs. Myers:** And that takes into account the extra costs for converting?

**Mr. Taylor:** And also producing the hydrogen.

**Mrs. Myers:** And the compression?

[Translation]

**M. Taylor:** Il aurait surtout comme effet d'amener sur le marché un surcroît d'énergie pour laquelle il n'existerait pas nécessairement de marché immédiat.

**M. Gurbin:** Il a été question d'un procédé direct de production d'hydrogène utilisant la fusion.

**M. Taylor:** Je comprends.

**M. Gurbin:** Les techniques de production que vous envisagez en tiennent-elles compte?

**M. Taylor:** Non. Puis-je vous montrer quelque chose, à ce sujet, monsieur le président? Lorsqu'on convertit la chaleur en électricité actuellement, on le fait d'une façon très inefficace. Et il ne faut pas oublier que l'électricité est utilisée pour la production d'hydrogène et son intégration au réseau de la façon dont je l'ai décrit. Il n'est pas nécessaire cependant de convertir la chaleur en électricité pour en arriver enfin à produire de l'hydrogène. Ce tableau montre un autre système qui fait appel comme premiers éléments à la chaleur, à gauche, et à l'eau d'où est tiré l'hydrogène. Il s'opère un cycle chimique. C'est le cycle thermo-chimique que j'ai montré dans le graphique de tout à l'heure. Les éléments finals de ce procédé sont l'hydrogène et l'oxygène, un peu comme dans le procédé de l'électrolyse. Et le procédé dégage une faible chaleur.

Nous avons des programmes, quoique limités, touchant ce procédé. Il se fait également un travail considérable à l'échelle internationale. Les efforts se concentrent surtout chez les pays qui ont des programmes de réacteurs nucléaires avancés, lesquels font appel à des températures beaucoup plus élevées que celles qu'utilise le réacteur CANDU. Le procédé atteint son niveau d'efficacité le plus élevé avec des températures élevées au départ. Et il est certain qu'un réacteur à fusion pourrait apporter une température très élevée au procédé. La technique n'en est encore qu'au stage expérimental. Aucune décision n'a encore été prise touchant la construction d'une usine pilote commerciale, soit aux États-Unis, soit en Allemagne, soit au Japon, les trois pays les plus actifs à ce niveau.

**M. Gurbin:** J'avais déjà entendu parler de ce procédé et avais suivi son évolution. J'ai interrogé le témoin qui est venu à ce sujet et il a été d'accord sur le fait qu'il y avait une autre possibilité que le thermo-chimique.

**M. Taylor:** Il existe un procédé, la radiolyse, de craking indirect de l'eau qui effectue une séparation au moyen de l'irradiation. Votre procédé semble donc possible, mais je ne sais pas s'il est applicable dans la pratique.

**Le président:** Vous avez d'autres questions, madame Myers?

**Mme Myers:** J'en ai une encore. Au sujet de votre graphique donnant les différents coûts de transport de l'énergie, vous pouvez nous donner plus de détails sur les hypothèses sur lesquelles il repose, en particulier relativement au transport de l'hydrogène? Vous parlez là d'un pipe-line qui pourrait transporter de l'hydrogène pur?

**M. Taylor:** Oui.

**Mme Myers:** Et vous tenez compte des coûts supplémentaires de conversion?

**M. Taylor:** Et de production de l'hydrogène.

**Mme Myers:** Des coûts de compression aussi?



[Texte]

**Mr. Taylor:** Yes because the hydrogen cost does not go through the zero-point access so it obviously includes the production of the hydrogen at the initial station.

**Mrs. Myers:** And the differences there are between the natural gas pipeline and the hydrogen . . .

**Mr. Taylor:** Oh, yes, you would need a bigger-diameter pipeline to move the same amount of energy. Yes, that is definitely true.

**Mrs. Myers:** That is all I wanted to know.

**Mr. Taylor:** All these data came from the Institute of Gas Technology. They are experts in this field, without a doubt.

**Mrs. Myers:** I have one more question, just as a matter of interest to myself. You are sitting on the Ontario hydrogen task force. Have you got a deadline for reporting?

**Mr. Taylor:** Yes, very early next year.

**Mrs. Myers:** Is the material it receives available to the public, if we were to want some of it?

**The Chairman:** Especially to this committee, you mean?

**Mrs. Myers:** Yes, especially to this committee.

**Mr. Taylor:** No. I would say not until the committee reports. It would go through the usual channel, reporting to the Minister of Energy of Ontario and then would be a public document.

**Mrs. Myers:** Thank you. That is all.

• 1755

**The Chairman:** Perhaps another way of getting around this would be, there are people who are coming before this committee who are presenting briefs, some of them may be willing to send them to this committee.

**Mr. Taylor:** The chairman of the committee, if it is going to help, is Dr. Arthur Johnson of the Ontario Ministry of Energy at Queen's Park.

**The Chairman:** Thank you.

**Mr. Taylor:** But I can certainly let you have this.

**The Chairman:** If you could help us, but we will be getting in touch with him as well.

**Mr. Taylor:** Certainly.

**The Chairman:** Thank you. Mr. Graham, I believe.

**Mr. John Graham (Research Branch, Library of Parliament):** Yes, concerning the chart where you compare hydrogen with batteries for the range in miles of weight, et cetera. You may have answered this question earlier, but if you did I did not quite get your answer. Would you be able to provide us with figures comparing these ranges and weights and total cost per mile with internal combustion engines which use gasoline?

**Mr. Taylor:** Yes, it is a Lawrence Livermore Report that this was abstracted from.

[Traduction]

**M. Taylor:** Oui, parce qu'il est impossible de partir de zéro pour l'hydrogène. Il faut évidemment inclure le coût de production de l'hydrogène au départ.

**Mme Myers:** Et la différence indiquée là est la différence entre un pipe-line pour le gaz naturel et un pipe-line pour l'hydrogène . . .

**M. Taylor:** Oui, il faut un pipe-line de plus grand diamètre pour transporter le même volume d'énergie. C'est indéniable.

**Mme Myers:** C'est tout ce que je voulais savoir.

**M. Taylor:** Toutes ces données sont issues de l'Institut sur la technologie des gaz. C'est l'autorité en la matière.

**Mme Myers:** Une autre question sur un point qui m'intéresse tout particulièrement. Vous faites bien partie du groupe de travail ontarien sur l'hydrogène. Vous devez présenter votre rapport pour une date précise?

**M. Taylor:** Au début de l'année prochaine.

**Mme Myers:** Le public a-t-il accès aux documents qu'il reçoit? Pourrions-nous les obtenir?

**Le président:** Vous parlez de ce comité?

**Mme Myers:** De ce comité, oui.

**M. Taylor:** Non. Pas avant la présentation du rapport du groupe de travail. Il faut suivre la hiérarchie qui passe évidemment par le ministre ontarien de l'Énergie. Ce n'est qu'à partir de ce moment-là que la documentation peut être rendue publique.

**Mme Myers:** Merci.

**Le président:** Il y a peut-être une façon de contourner la difficulté. Il y a sûrement des gens qui présentent des mémoires à ce groupe de travail. Certains d'entre eux consentiraient peut-être à en envoyer des exemplaires à ce comité.

**M. Taylor:** Pour vous faciliter la tâche, je puis vous dire que le président de ce groupe de travail ou de ce comité est M. Arthur Johnson du ministère ontarien de l'Énergie à Queen's Park.

**Le président:** Merci.

**M. Taylor:** Je puis certainement vous céder ces documents-ci.

**Le président:** Nous comptons sur votre aide. Nous allons également communiquer avec ce monsieur.

**M. Taylor:** Certainement.

**Le président:** Merci. Monsieur Graham, je pense.

**M. John Graham (Service de recherche, Bibliothèque du Parlement):** Je vous renvoie au tableau où vous comparez l'hydrogène à une batterie d'accumulateurs et diverses autres choses en donnant la distance pour le poids. Vous avez peut-être déjà répondu à la question, mais je n'ai pas très bien saisi. Pourriez-vous comparer ces distances, ces poids, ces coûts du mille avec ceux des moteurs à combustion interne utilisant l'essence? Pourriez-vous nous donner des chiffres?

**M. Taylor:** Je pense qu'ils se trouvent dans le rapport Lawrence Livermore d'où ce tableau est d'ailleurs tiré.

[Text]

**Mr. Graham:** And do they also talk about methanol?

**Mr. Taylor:** I do not think so.

**Mr. Graham:** Do you know of a source where we could get figures of that type that would compare alcohol fuels?

**Mr. Taylor:** I would really refer that one back to one of your previous witnesses. I think Dr. Overend was a witness to the committee. He would, I am sure, have that information. I do not. But the other one I can get for you.

**Mr. Graham:** All right. The second question is concerning this pie diagram. Do you have a diagram similar to this of how you would expect hydrogen fuel to be divided out as far as end use is concerned in the future?

**Mr. Taylor:** Oh, as a fuel.

**Mr. Graham:** No, the total use of hydrogen per cent used as a fuel or per cent used in industry and so on, how you see it fitting in.

**Mr. Taylor:** I do not have a diagram, but the document from which this was obtained is on the verge of being a public document. This is the report that was prepared in fulfilment of this IEA commitment. Would that report be useful to you?

**Mr. Graham:** Yes.

**Mr. Taylor:** Okay.

**Mr. Graham:** Thank you.

**The Chairman:** Yes, Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** I will defer to anyone else who wants to ask questions.

**The Chairman:** Have you finished your line of questioning, Mr. Graham?

**Mr. Graham:** Yes, I have.

**The Chairman:** Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Safety versus cost. You seem to equate the two and I do not know whether that is really what you meant to do?

**Mr. Taylor:** No, I was not equating safety and costs. I was really saying that the handling facilities required for hydrogen would be more expensive than those for gasoline.

**Mr. Gurbin:** That is not necessarily to say safety.

**Mr. Taylor:** No, but I did also say that if you did provide the correct handling facilities, then you would at the same time have handled the safety problem.

**Mr. Gurbin:** Just for the committee, could you comment on the safety or lack of safety in terms of the fuel itself as a fuel source?

**Mr. Taylor:** Of hydrogen?

**Mr. Gurbin:** Yes, as compared to, say, gasoline.

**Mr. Taylor:** Do you want a quick comment, or maybe the chairman should decide? This is a very big issue, the safety of hydrogen. The safety is frequently compared with liquid natural gas, for example. Many other difficulties have been experienced. Our general opinion is that liquid natural gas is a

[Translation]

**M. Graham:** Ce rapport parle également du méthanol?

**M. Taylor:** Je ne crois pas.

**M. Graham:** Savez-vous où nous pourrions obtenir les chiffres qui nous permettraient la comparaison avec les combustibles d'alcool?

**M. Taylor:** Vous auriez dû poser la question à vos témoins précédents. Je pense que M. Overend a comparé devant le comité. Il serait sûrement en mesure de vous répondre, pas moi. Pour ce qui est de la première comparaison, je puis obtenir les chiffres pour vous.

**M. Graham:** Je voudrais aussi savoir si vous avez un diagramme semblable à celui-ci qui montre comment l'utilisation finale de l'hydrogène comme combustible doit se faire à l'avenir?

**M. Taylor:** Comme combustible.

**M. Graham:** Non, je veux parler de l'utilisation totale de l'hydrogène avec la part qui sert de combustible, la part qui sert à l'industrie et le reste.

**M. Taylor:** Je n'ai pas de diagramme semblable, mais le document d'où celui-ci est tiré est en voie de devenir public. Il a été préparé par suite d'un engagement contracté avec l'AIE. Il vous serait utile?

**M. Graham:** Oui.

**M. Taylor:** Très bien.

**M. Graham:** Merci.

**Le président:** Oui, monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Je suis prêt à céder ma place si quelqu'un d'autre a des questions.

**Le président:** Vous avez terminé, monsieur Graham?

**M. Graham:** Oui.

**Le président:** Monsieur Gurbin dans ce cas.

**M. Gurbin:** La sécurité et les coûts. Vous semblez relier les deux. Je me demande si c'est bien ce que vous voulez faire.

**M. Taylor:** Je ne relie pas les deux. Je dis simplement que les installations qui doivent recueillir l'hydrogène coûteront plus chères que les installations de stockage de l'essence.

**M. Gurbin:** Pas nécessairement à cause de la sécurité.

**M. Taylor:** Non, mais j'ai bien dit que des installations appropriées résoudraient le problème de la sécurité.

**M. Gurbin:** Vous voulez indiquer au Comité le degré de sécurité ou de danger que comporte ce combustible?

**M. Taylor:** L'hydrogène?

**M. Gurbin:** Oui, comparativement à l'essence, par exemple.

**M. Taylor:** Vous voulez une réponse brève? Bon, le président décidera. C'est une question qui comporte bien des ramifications que celle de la sécurité de l'hydrogène. De ce point de vue, on le compare souvent au gaz naturel liquéfié. Bien des difficultés sont survenues. Nous croyons quant à nous, que de



## [Texte]

much less safe fuel than hydrogen for a variety of technical reasons which I think are too lengthy to go into.

In terms of gasoline, hydrogen stored as a solid hydride is certainly no more dangerous than gasoline.

• 1800

I would ask my colleagues what the consensus is.

**Mr. Murray:** Storage as a hydride, if you were to use it in individual automobiles, for example, would usually be regarded as safer than gasoline in a car. A number of detailed tests have been done to demonstrate this.

**Mr. Taylor:** Ignition is very unlikely on . . .

**Mr. Murray:** Yes.

**Mr. Taylor:** . . . the rupture of the vessel. This has been demonstrated, and we ourselves have done tests as well. It is remarkably safe in this form. This is the form that appeared in that photograph I showed you with the young lady and the tanks and the center vessel was a hydride vessel to store hydrogen.

**Mr. Gurbin:** What are some of the qualities when it burns, as compared to natural gas?

**Mr. Taylor:** This is one of the things that leads to its inherent safety, in that the emission of energy from the flame is very, very low. The flame is invisible. One of the problem that exists with aircraft crashes, for example, is the enormous energy emitted from the white, luminescent hydrocarbon flame. No energy of that type is emitted from the hydrogen flame. The rate of dispersion of hydrogen also is much larger than that of diesel fuel, for example. Certainly it is true, if you examine the *Hindenburg* photographs, that diesel fuel from one of the engine pods pours down onto the people on the ground and spreads across the ground and catches fire. Of course the hydrogen on the same photograph is burning at the same time, but it is burning and rising away from the damaged vessel.

**Mr. Rose:** That was not hydride, was it?

**Mr. Taylor:** No, that was just gaseous hydrogen.

The question related to the flame. The flame of hydrogen is the same no matter where it comes from. The flame is difficult to see, but it is also difficult to feel, in emission of heat from the flame. So there would be a reduction in hazard in this case.

**The Chairman:** Okay. Any more questions?

**Mr. Rose:** Just following that intriguing thing, after that terrible accident of the *Hindenburg*, was the reason that people lost confidence in the technology and improvement in it not because of that, the high flammability of hydrogen, and because the United States at that time had a monopoly on helium and Germany did not? It was first of all that limitation, plus the public outcry against hydrogen, which really stopped all progress in the lighter-than-air Zeppelin type of aircraft.

**Mr. Taylor:** Oh, yes, I am sure this is true.

## [Traduction]

façon générale le gaz naturel liquéfié est beaucoup moins sûr que l'hydrogène, et ce, pour un certain nombre de raisons d'ordre technique que je ne veux pas avoir à expliquer ici.

Comparativement à l'essence, l'hydrogène stocké sous forme solide d'hydrure n'est certainement pas plus dangereux.

Je voudrais demander à mes collègues ce qu'il en pensent.

**M. Murray:** Pour ce qui est des voitures particulières, on considère que l'hydrogène stocké dans un hydrure est moins dangereux que de l'essence. Plusieurs tests précis l'ont démontré.

**M. Taylor:** L'hydrogène est moins susceptible de s'enflammer . . .

**M. Murray:** Oui.

**M. Taylor:** . . . en cas de rupture du réservoir. Cela a été prouvé et nous avons nous-mêmes réalisé des tests. L'hydrogène sous cette forme est extrêmement sûr. Vous pouvez vous reporter à la photo que je vous ai montrée et où l'on voit une jeune fille parmi des réservoirs. Le cylindre central est constitué d'un hydrure qui permet de stocker l'hydrogène.

**M. Gurbin:** Quelles sont les caractéristiques de la combustion de l'hydrogène par rapport à celle du gaz naturel?

**M. Taylor:** Ce qui justement rend l'hydrogène si sûr, c'est que le dégagement énergétique des flammes est extrêmement faible. Cette flamme est invisible. Lorsqu'un avion s'écrase par exemple, la combustion des hydrocarbures provoque des flammes blanches et aveuglantes qui dégagent une quantité énorme d'énergie. La combustion de l'hydrogène ne dégage aucune énergie de ce type. Le taux de dispersion de l'hydrogène est également beaucoup plus grand que celui du diesel, par exemple. Lorsque l'on examine les photos de l'accident du dirigeable *Hindenburg*, on constate que les réservoirs de diesel du moteur se sont déversés sur les spectateurs qui se trouvaient à terre, et que le diesel ainsi répandu a pris feu. La même photographie révèle que l'hydrogène aussi a pris feu, mais il se consume en s'éloignant de la montgolfière endommagée.

**M. Rose:** Il ne s'agissait pas d'un hydrure, n'est-ce pas?

**M. Taylor:** Non. Il s'agissait seulement d'hydrogène sous forme gazeuse.

La différence réside au niveau de la flamme. L'hydrogène se consume toujours de la même façon. Il est difficile d'apercevoir une flamme, il est même difficile d'en sentir la chaleur. Dans ce cas, le danger serait moins grand.

**Le président:** D'accord. Y a-t-il d'autres questions.

**M. Rose:** J'aimerais revenir sur quelque chose qui m'intrigue. Si les gens se sont désintéressés de l'utilisation de l'hydrogène, après le terrible accident du dirigeable *Hindenburg*, ne serait-ce pas à cause du caractère très inflammable de l'hydrogène? Ne serait-ce pas également qu'à l'époque, les États-Unis et non pas l'Allemagne avaient le monopole de l'hélium? J'ai l'impression que c'est surtout la monopolisation de l'opinion publique contre l'hydrogène qui a empêché tout progrès en matière de dirigeables plus légers que l'air.

**M. Taylor:** Absolument, je crois que vous avez raison.



[Text]

**Mr. Rose:** And now you are telling us something new and rather different, that it is really not as flammable as we were led to believe.

**Mr. Taylor:** Well, no. The airship did crash. An appreciable number of the people on board were in fact saved. It probably was misunderstood at the time. But it is an understandable emotional reaction. It is this sort of reaction that I think may in fact trigger a return to a hydrogen energy system: the emotional reaction against pollution of the environment.

**Mr. Gurbin:** How much a gallon was gasoline then, I wonder?

**Mr. Taylor:** I have seen those figures. They are very high.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Rose.

On behalf of the committee I would like to thank Mrs. Taylor, Alderson, Murray, and others for your presentation today. It was very helpful. We will probably be in touch with you again.

I would like a motion from members of the committee that the document presented to us today by Dr. Taylor be printed as an appendix to this day's *Minutes and Proceedings of Evidence*.

**Mr. Portelance:** I so move.

**The Chairman:** I would like to remind you as well that there is a business meeting tomorrow at 12.15 noon, Room 602, Parliamentary Restaurant, to finish the business meeting we adjourned at 4.15.

I believe Mr. Clay, our project manager, in response to some of the queries by members, would like to introduce the research staff who have been assigned to this committee. We have seen them here the last number of meetings, and he is going to tell us a little bit about them.

**Mr. Clay:**

• 1805

**Mr. Clay:** The committee and the staff have been working together for some time now but this is the first opportunity to formally introduce them during a meeting.

I will start at the far end of the table: Mrs. Judy Beange, whose training is in economics. Next to her is Mrs. Lynne Myers, whose training is in physical geography. Next we have Mr. John Graham, whose training is in biochemistry; Mr. John DeGrace, who is trained as an engineering geologist; and Miss Brenda Dyack, who is also trained as an economist. Not with us today is Mr. Peter Alward, whose particular area of interest with this committee is tidal energy.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Clay.

This meeting is adjourned.

[Translation]

**M. Rose:** Vous nous dites aujourd'hui que l'hydrogène est beaucoup moins inflammable qu'on ne le croit.

**M. Taylor:** Ce n'est pas tout à fait ce que j'ai dit. Le dirigeable en question s'est bel et bien écrasé. Plusieurs personnes à bord ont pu être sauvées. Bien que les réactions passionnelles du public soient compréhensibles, je crois qu'il n'a pas bien compris ce qui s'était passé. Or c'est précisément par une réaction similaire du public à la pollution de l'environnement que l'on risque aujourd'hui de se tourner à nouveau vers l'hydrogène.

**M. Gurbin:** Combien coûtait un gallon d'essence à l'époque?

**M. Taylor:** Extrêmement cher.

**Le président:** Merci monsieur Rose.

Au nom des membres du Comité, j'aimerais remercier MM. Taylor, Alderson, Murray et leurs collaborateurs. Leur présentation a été extrêmement intéressante. Nous vous contacterons sûrement à nouveau.

J'aimerais qu'un membre du Comité présente une motion afin que le document qui a été déposé par M. Taylor soit annexé au procès-verbal de la réunion d'aujourd'hui.

**M. Portelance:** Je propose cette motion.

**Le président:** Je vous rappelle que nous devons nous réunir demain à 12 h 15, dans la salle 602 du Restaurant parlementaire afin de clore la réunion qui s'est terminée à 16 h 15.

A la demande des membres du Comité, je crois que M. Clay, notre directeur de projet, aimerait présenter les chercheurs qui travaillent pour ce Comité. Nous les avons vus au cours des dernières réunions et M. Clay va donc nous les présenter.

Monsieur Clay.

**M. Clay:** Cela fait assez longtemps que les membres du Comité et les chercheurs travaillent ensemble mais c'est la première fois que nous avons l'occasion de vous les présenter officiellement.

Je vais donc vous présenter nos chercheurs à partir du bout de la table: M<sup>me</sup> Judy Beange étudie l'économie. Auprès d'elle, M<sup>me</sup> Lynne Myers étudie la géophysique. M. John Graham étudie la biochimie; M. John DeGrace étudie la géologie et M<sup>lle</sup> Brenda Dyack est également économiste. M. Peter Alward est absent aujourd'hui, mais il s'intéresse en particulier à l'énergie marémotrice.

**Le président:** Merci, monsieur Clay.

La séance est levée.

**APPENDIX "AEEA-6"**

**HYDROGEN ENERGY**

**VIEWGRAPHS FOR THE MEETING OF THE  
SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION**

**WEDNESDAY, 16<sup>TH</sup> JULY 1980**

**PRESENTED BY DR. J.B. TAYLOR  
NATIONAL RESEARCH COUNCIL OF CANADA**

1766	CAVENDISH	"INFLAMABLE AIR"
1783	LAVOISIER	HYDROGEN
1870	JULES VERNE	"MYSTERIOUS ISLAND"
1900		TOWN GAS CO + H <sub>2</sub>
1923	HALDANE	WIND-ELECTROLYSIS-LH <sub>2</sub>
1926	R 101	H <sub>2</sub> FUEL-ICE
1933	STUART (CAN)	ELECTROLYSERS
1938	SIKORSKI	H <sub>2</sub> FOR AIRCRAFT
1950	KING (CAN)	H <sub>2</sub> ENGINE WORK
1960	BACON	FUEL CELLS
1973	GREGORY	"A HYDROGEN ENERGY SYSTEM"
1974	MIAMI	THEME CONF. INT. ASSOC. FOR H <sub>2</sub> ENERGY

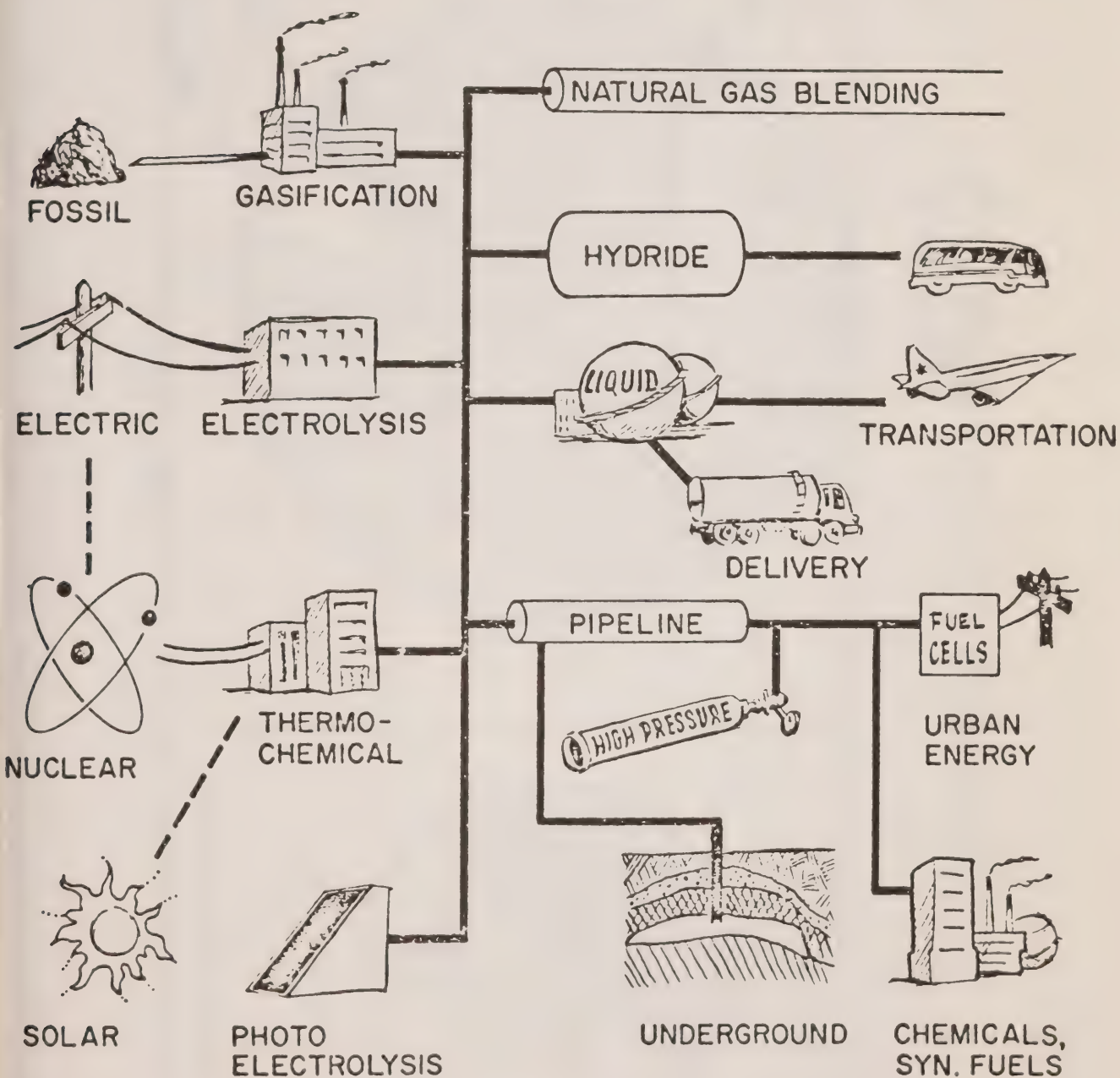


## INPUT

## PRODUCTION

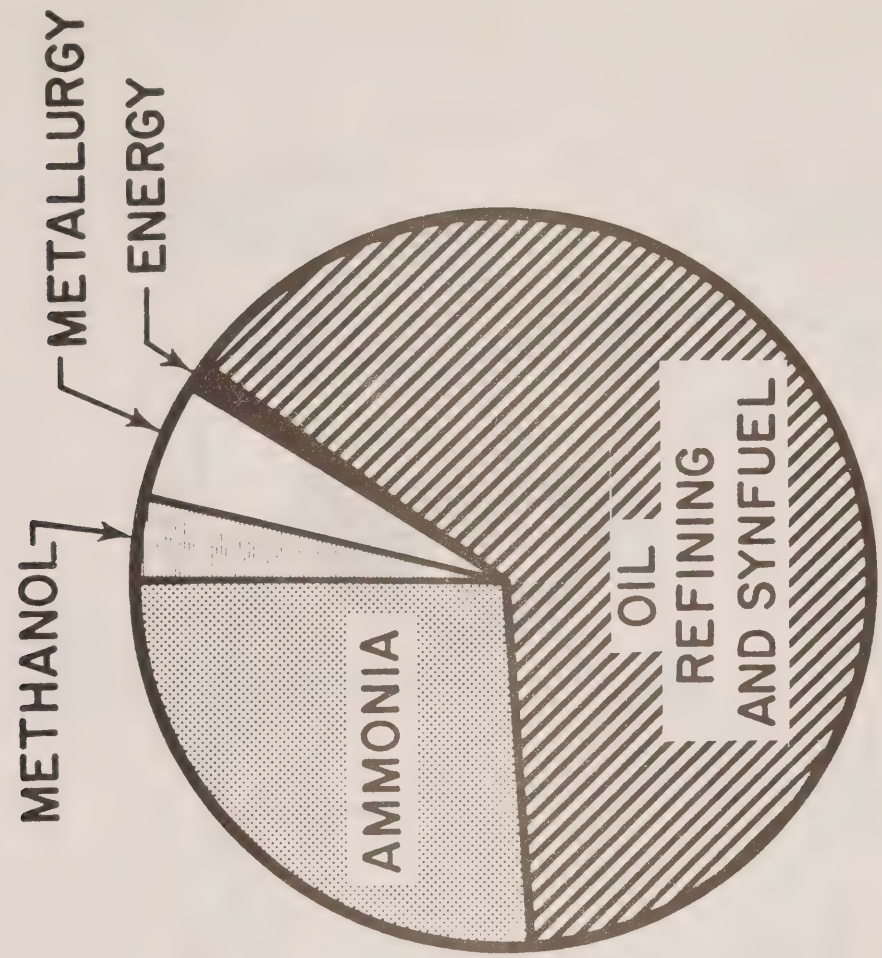
## STORAGE &amp; TRANSPORT

## USE

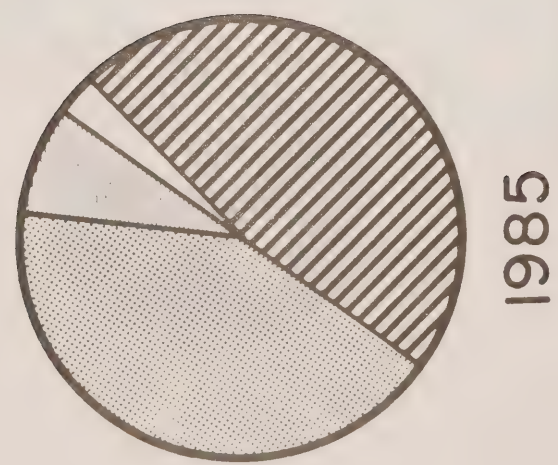


PROJECTIONS OF ENERGY DEMAND IN CANADA

PJ (J X 10 <sup>15</sup> )	1985	2005	2025	AV. ANNUAL GROWTH 1985 - 2025
PRIMARY ENERGY	11,500	18,100	22,000 28,000	1.6%
TOTAL HYDROGEN	203	344	520	2.4%
As % OF ABOVE	1.8	1.9	1.9 TO 2.4	
ELECTROLYTIC HYDROGEN	0.5	20	44	

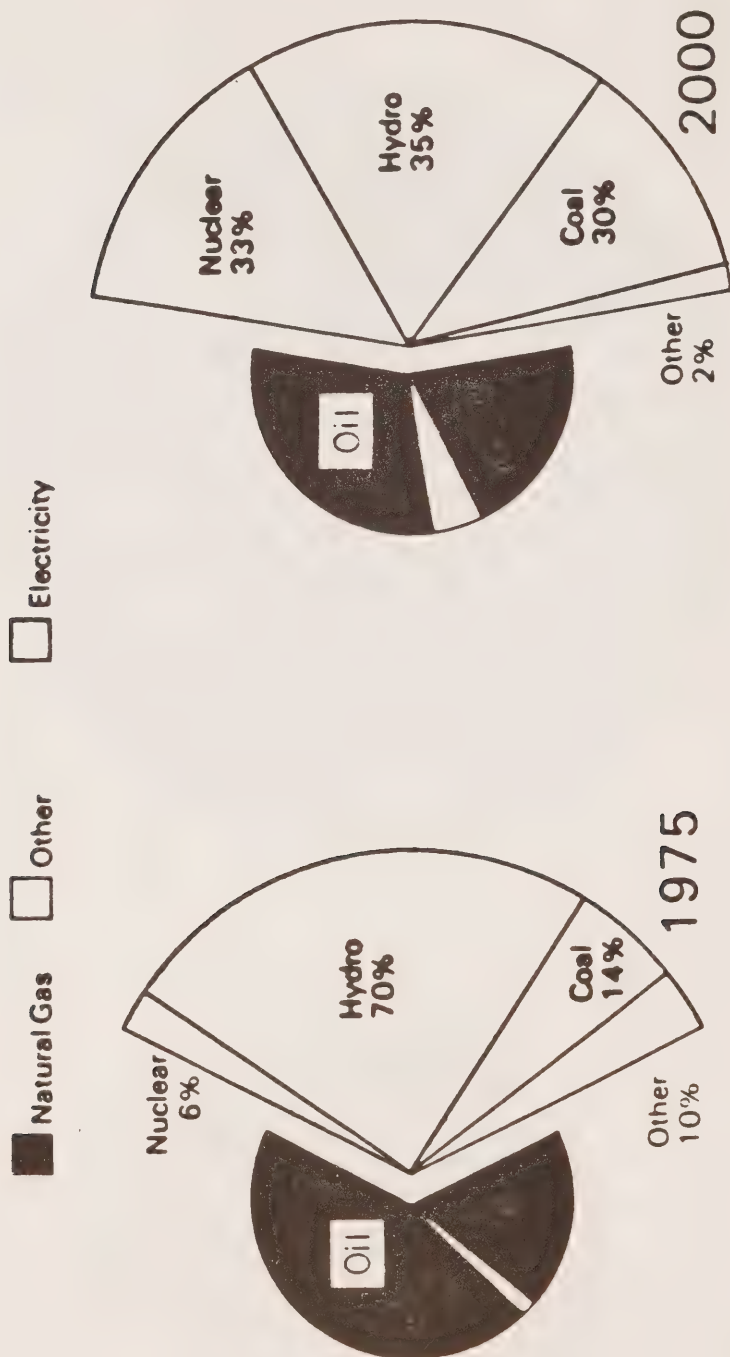


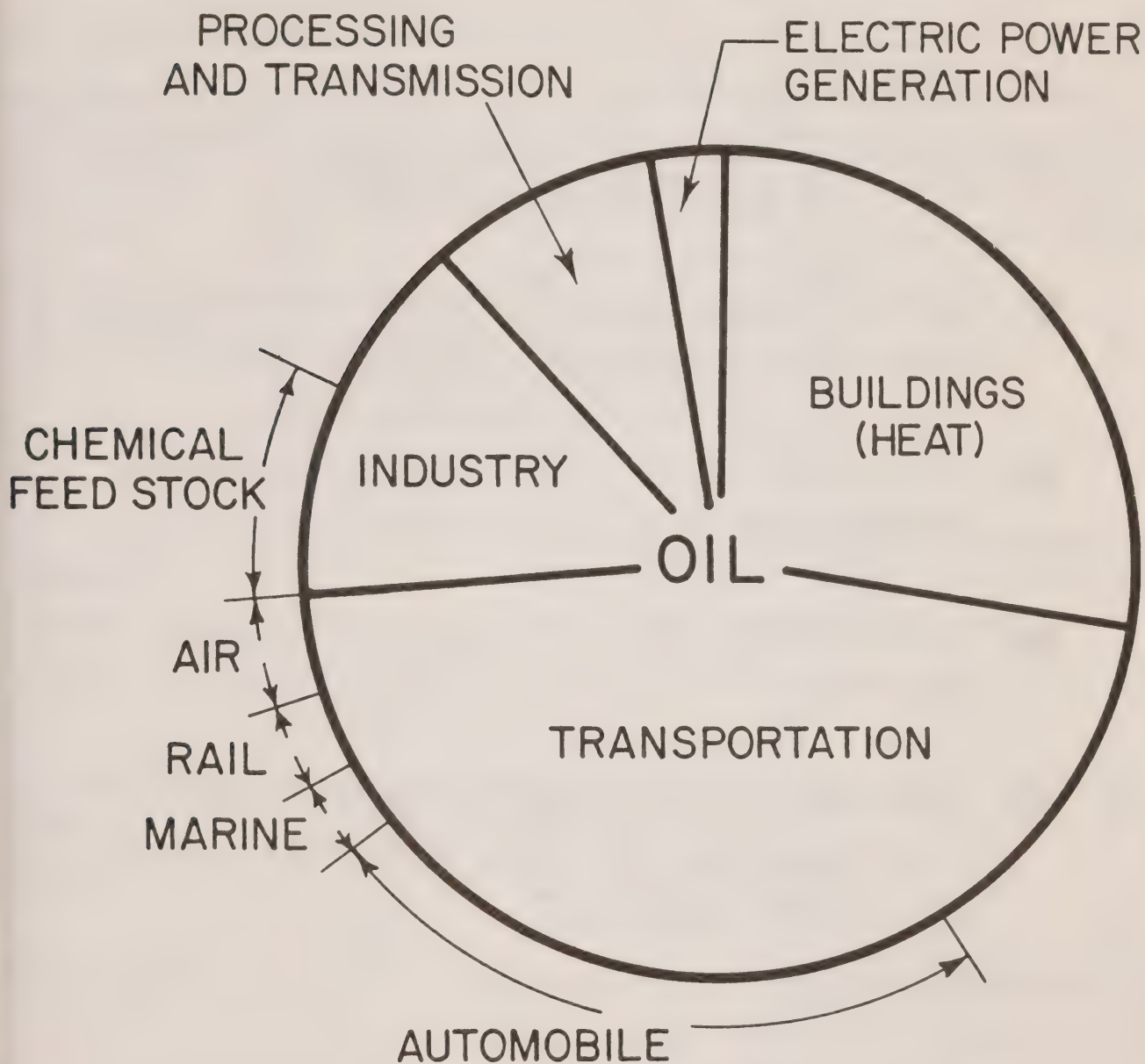
2025



1985





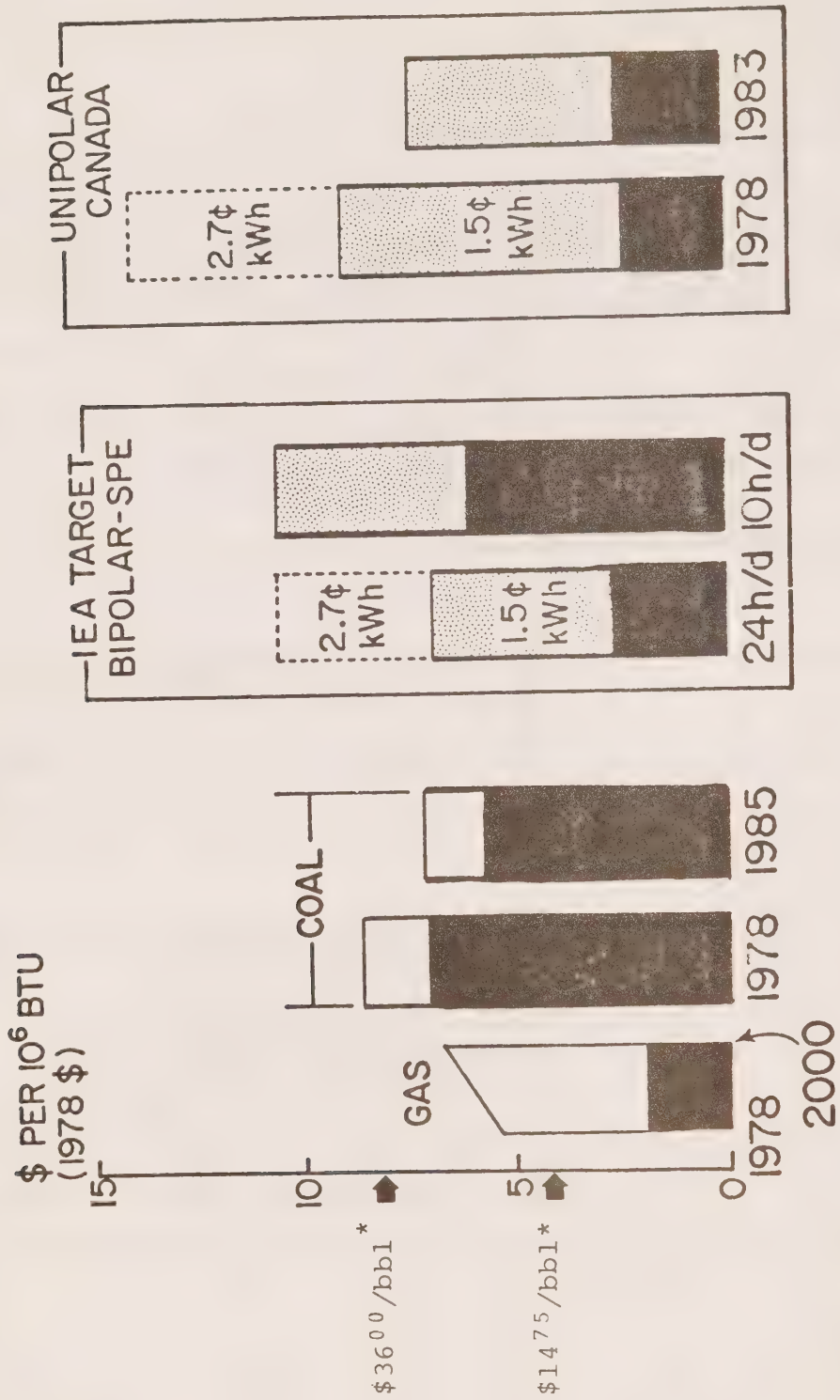


### FEDERAL HYDROGEN PROGRAM

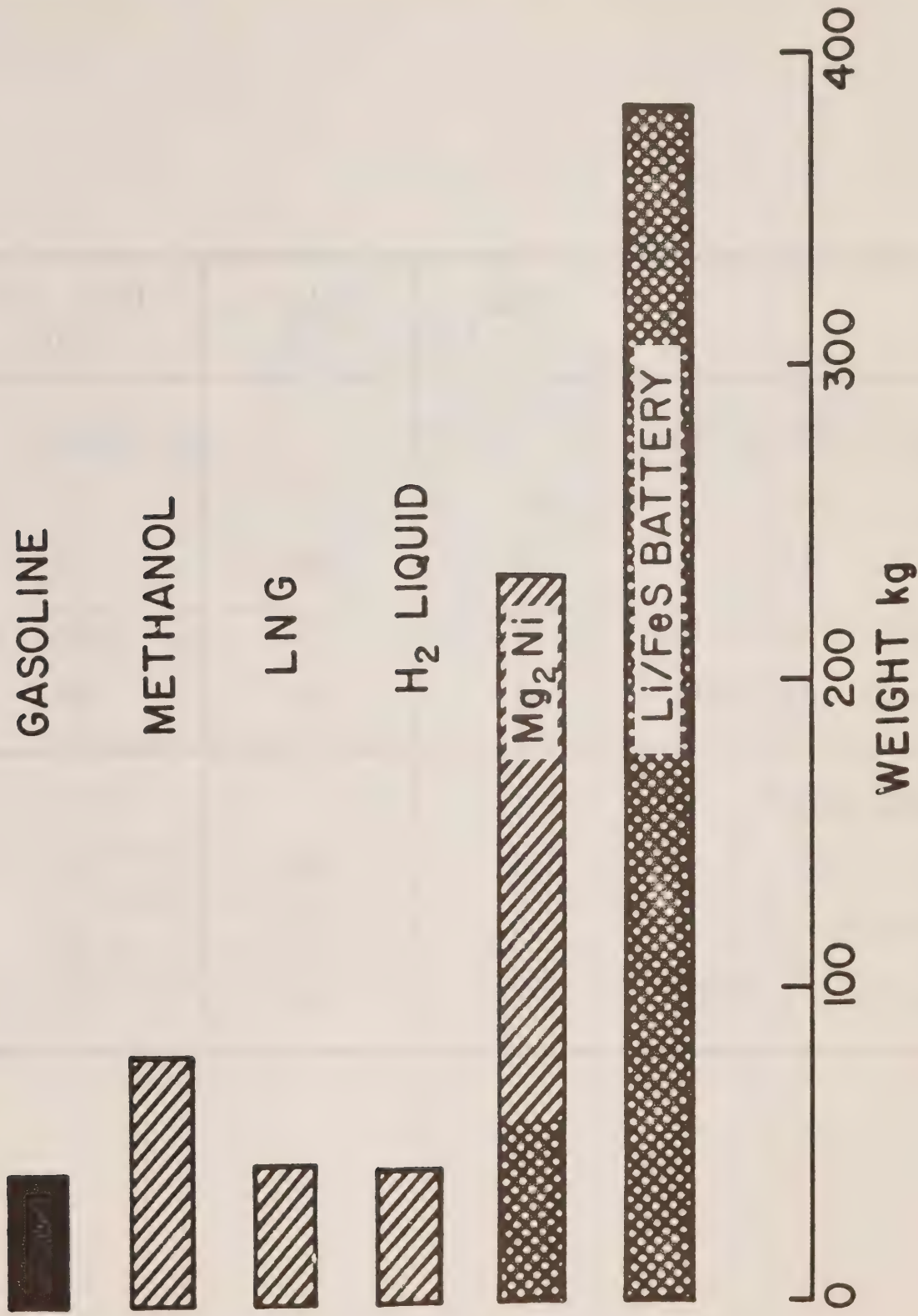
- RESEARCH AND DEVELOPMENT OF PRODUCTION, STORAGE AND TRANSMISSION WITH EMPHASIS ON INNOVATIVE CONCEPTS.
- ACCUMULATION OF ESSENTIAL DATA BASE TO EVALUATE THE HYDROGEN OPTION FULLY.
- ECONOMIC CRITERIA WILL NOT GOVERN CHOICE OF ABOVE ACTIVITIES.
- ENGINEERING SCALE DEVELOPMENT AND DEMONSTRATION WILL BE UNDERTAKEN ONLY WHEN A CLEAR MARKET NEED OR OPPORTUNITY IS IDENTIFIED.



YEAR 1979	I.T.C.	N.R.C.	N.S.E.R.C.
<u>PRODUCTION</u> \$1025K +  ● IEA ■ IN-HOUSE ○ OUT-HOUSE	IMPROVED ELECTROLYSERS  ○ COST SHARED NORANDA/ ELECTROLYSER	ADVANCED ELECTROLYSERS ●  PHOTOELECTROLYSIS ● THERMOCHEMICAL ○ \$725K	PHOTOCHEMICAL ○ \$300K
<u>STORAGE</u> \$425K		ALLOY HYDRIDES ■ \$350K	ALLOY HYDRIDES ○ \$75K
<u>USES</u> \$620K		EMBRITTLEMENT ■ \$320K  MARKET STUDY ○ FUEL CELLS ○ \$200K	FUEL CELLS ○ \$100K

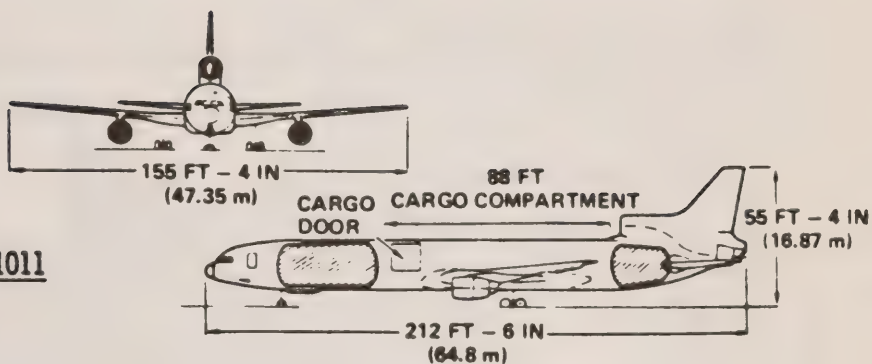


\* Cost of gasoline from crude at price shown (no Fed. or Prov. tax; no retail margin).

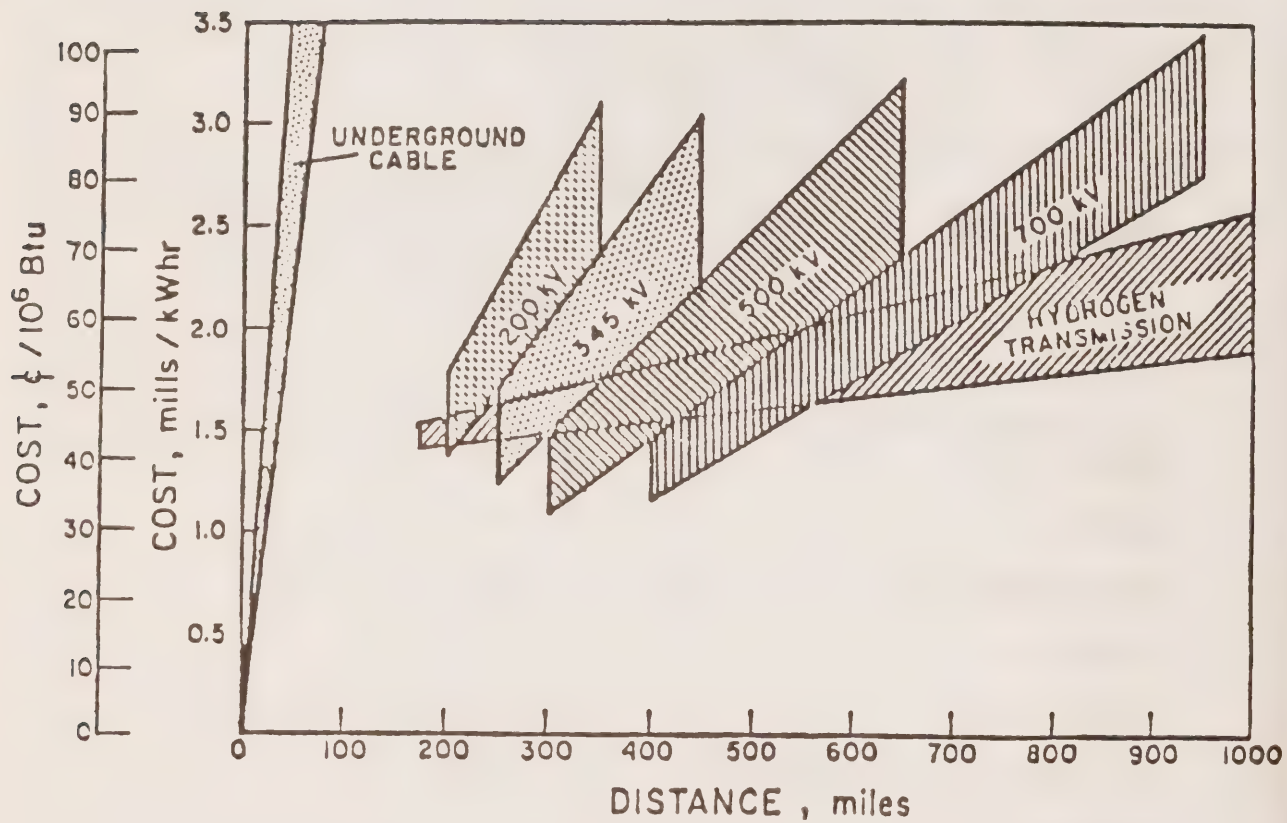




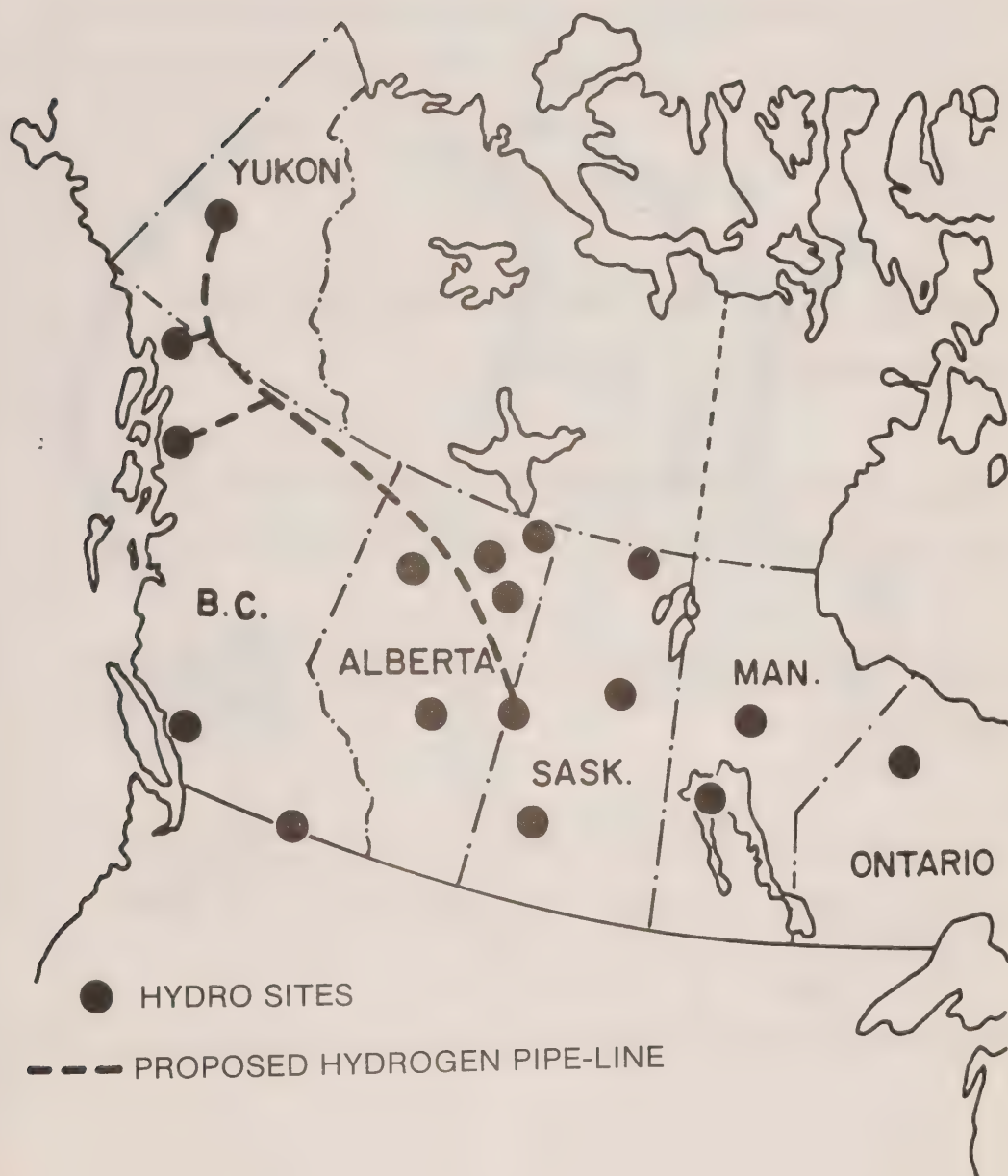
	RANGE (MILES)	WEIGHT (LB)	TOTAL COST ¢/MILE
<u>1985 YEAR</u>			
LH <sub>2</sub> - ICE	85	2220	13
FeTi - ICE	85	2940	16
Pb/ACID - ELECTRIC	64	4718	18-22
Ni/Zn - ELECTRIC	80	3500	18-22
<u>2000 YEAR</u>			
LH <sub>2</sub> - ICE	85	1895	12
HYDRIDE - ICE	85	2340	14
Li/FeS - ELECTRIC	93	2149	12-14

STRETCHED L-1011

	LH <sub>2</sub>	JET A
WEIGHT TONS	186	255
FUEL	24	80
WING SPAN m	50	59
LENGTH m	65	60
PRICE \$10 <sup>6</sup>	43.39	44.53
OPERATING COST ¢/SEAT km	0.869	0.907
ENERGY UTILISATION kJ/SEAT km	636	759

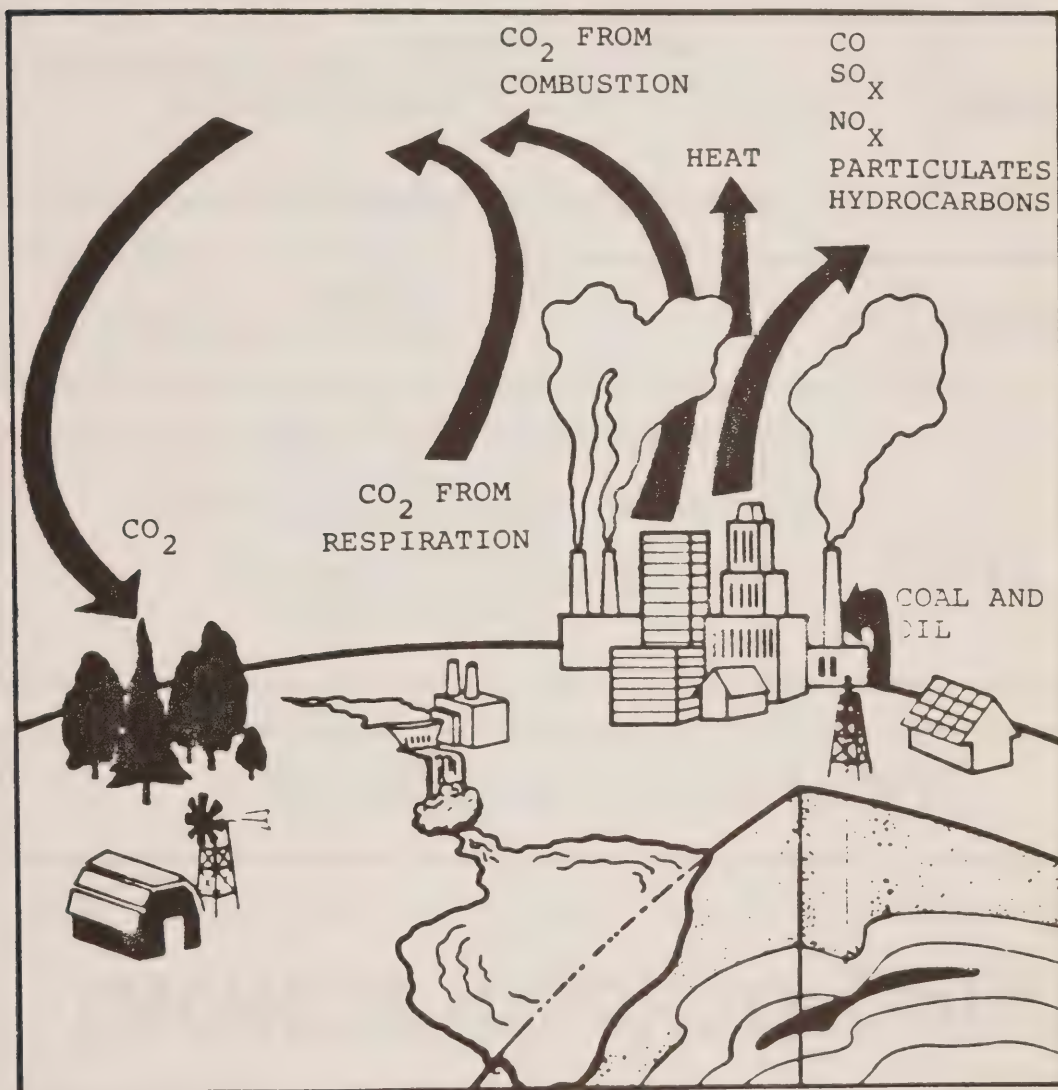






### HYDROGEN ENERGY

- HYDROGEN IS THE ONLY PRACTICAL FUEL FOR A NON-CARBON BASED ENERGY SYSTEM.
- THERE ARE NO INSURMOUNTABLE TECHNICAL OBSTACLES TO THE IMPLEMENTATION OF A HYDROGEN ENERGY SYSTEM.
- THE TIMING AND EXTENT OF HYDROGEN USE AS A FUEL ARE UNCERTAIN.
- NO ECONOMICALLY VIABLE NEAR-TERM HYDROGEN ENERGY APPLICATIONS IN CANADA ARE IDENTIFIED.





1990	HYDROGEN FUEL DEMONSTRATIONS ROAD DIESEL, RAILWAYS AIRCRAFT
2000	CARGO AIRCRAFT MILITARY PATROL AIRCRAFT
2020	25% AIRCRAFT FLEET VEHICLES RAILROADS POWER TRANSMISSION SOLAR HYDROGEN
2050	HYDROGEN ECONOMY 25% PENETRATION
2080 HYDROGEN ECONOMY	

**APPENDICE «AEEA-6»**

**L'ÉNERGIE DE L'HYDROGÈNE**

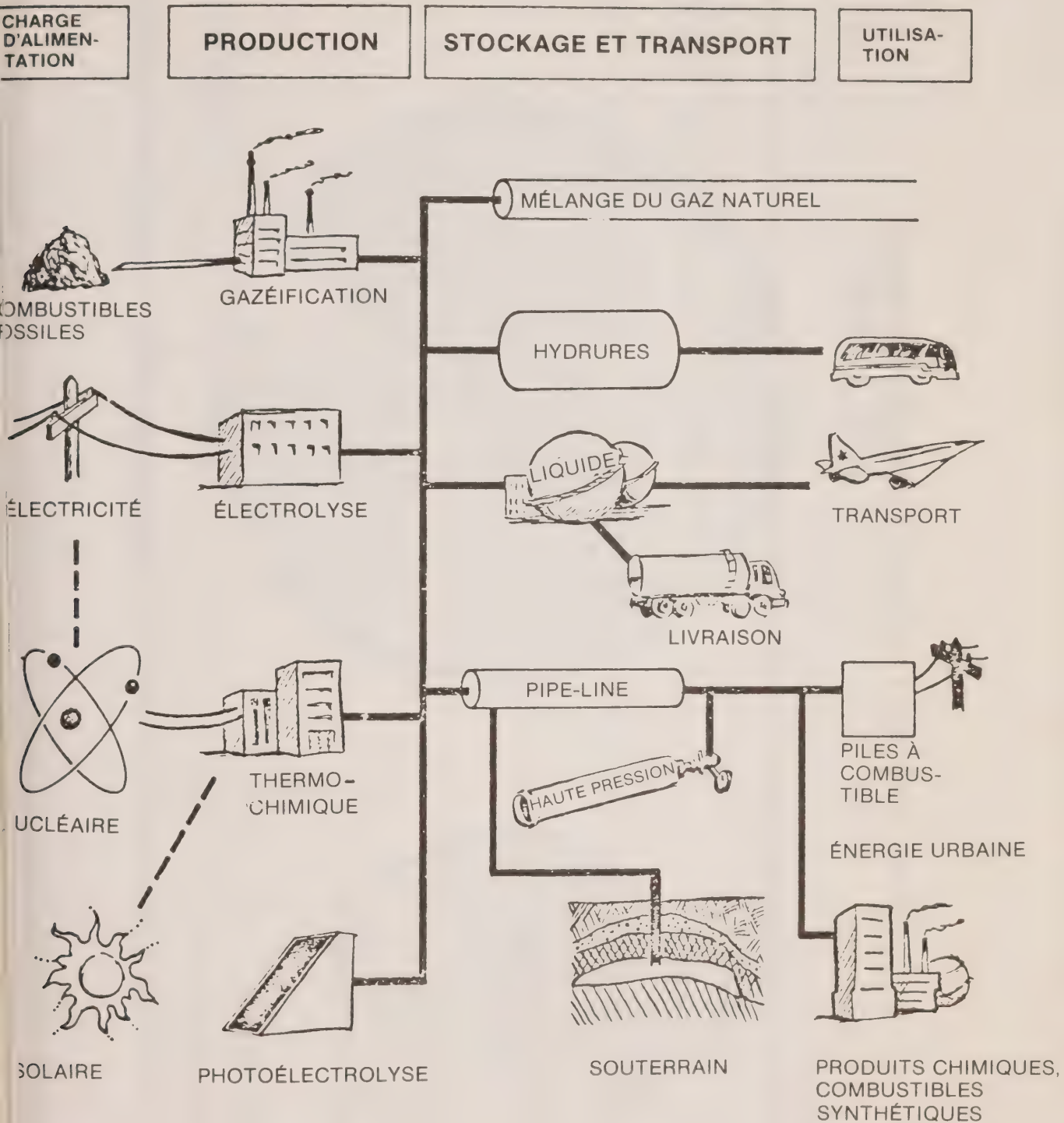
**DIAPOSITIVES POUR LA SÉANCE DU  
COMITÉ SPÉCIAL EN MATIÈRE DE L'ÉNERGIE  
DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE**

**LE MERCREDI 16 JUILLET 1980**

**PRÉSENTÉES PAR M. J. B. TAYLOR  
CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES DU CANADA**

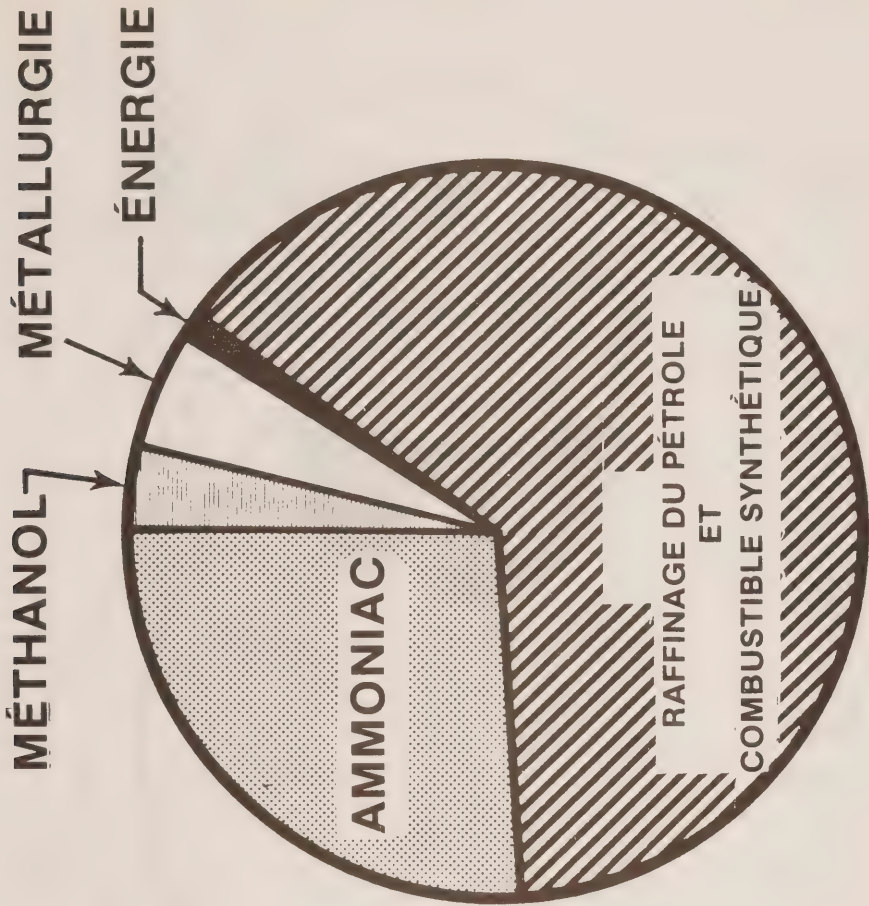
1766	CAVENDISH	«AIR INFLAMMABLE»
1783	LAVOISIER	HYDROGÈNE
1870	JULES VERNE	«L'ÎLE MYSTÉRIEUSE»
1900		GAZ DE VILLE CO + H <sub>2</sub>
1923	HALDANE	VENT-ÉLECTROLYSE-LH <sub>2</sub>
1926	R 101	H <sub>2</sub> COMBUSTIBLE-GLACE
1933	STUART (CAN)	ÉLECTROLYSEURS
1938	SIKORSKI	H <sub>2</sub> POUR MOTEURS D'AVIONS
1950	KING (CAN)	H <sub>2</sub> POUR MOTEURS
1960	BACON	PILES À COMBUSTIBLE
1973	GREGORY	«UN SYSTÈME D'ÉNERGIE À HYDROGÈNE»
1974	MIAMI	THÈME DE LA CONFÉRENCE ASSOC. INT. DE L'ÉNERGIE H <sub>2</sub>



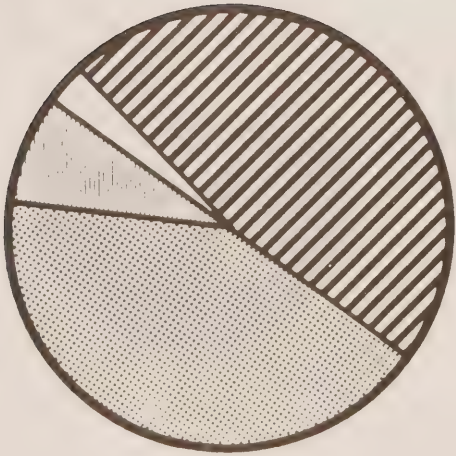


## ESTIMATIONS DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU CANADA

PJ (J X 10 <sup>15</sup> )	1985	2005	2025	Augmentation annuelle moyenne 1985 - 2025
ÉNERGIE PRIMAIRE	11,500	18,100	22,000 28,000	1.6%
TOTAL HYDROGÈNE	203	344	520	2.4%
EN POURCENTAGE	1.8	1.9	1.9 à 2.4	
HYDROGÈNE ÉLECTROLYTIQUE	0.5	20	44	

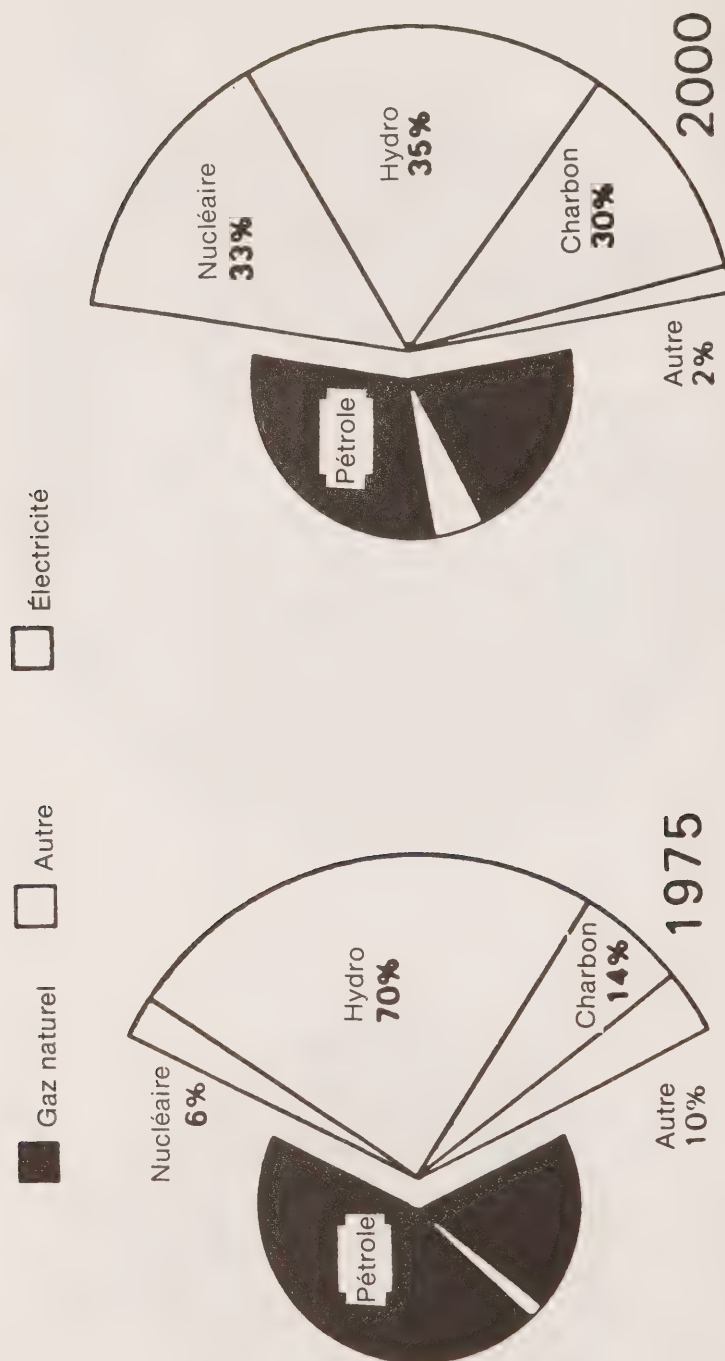


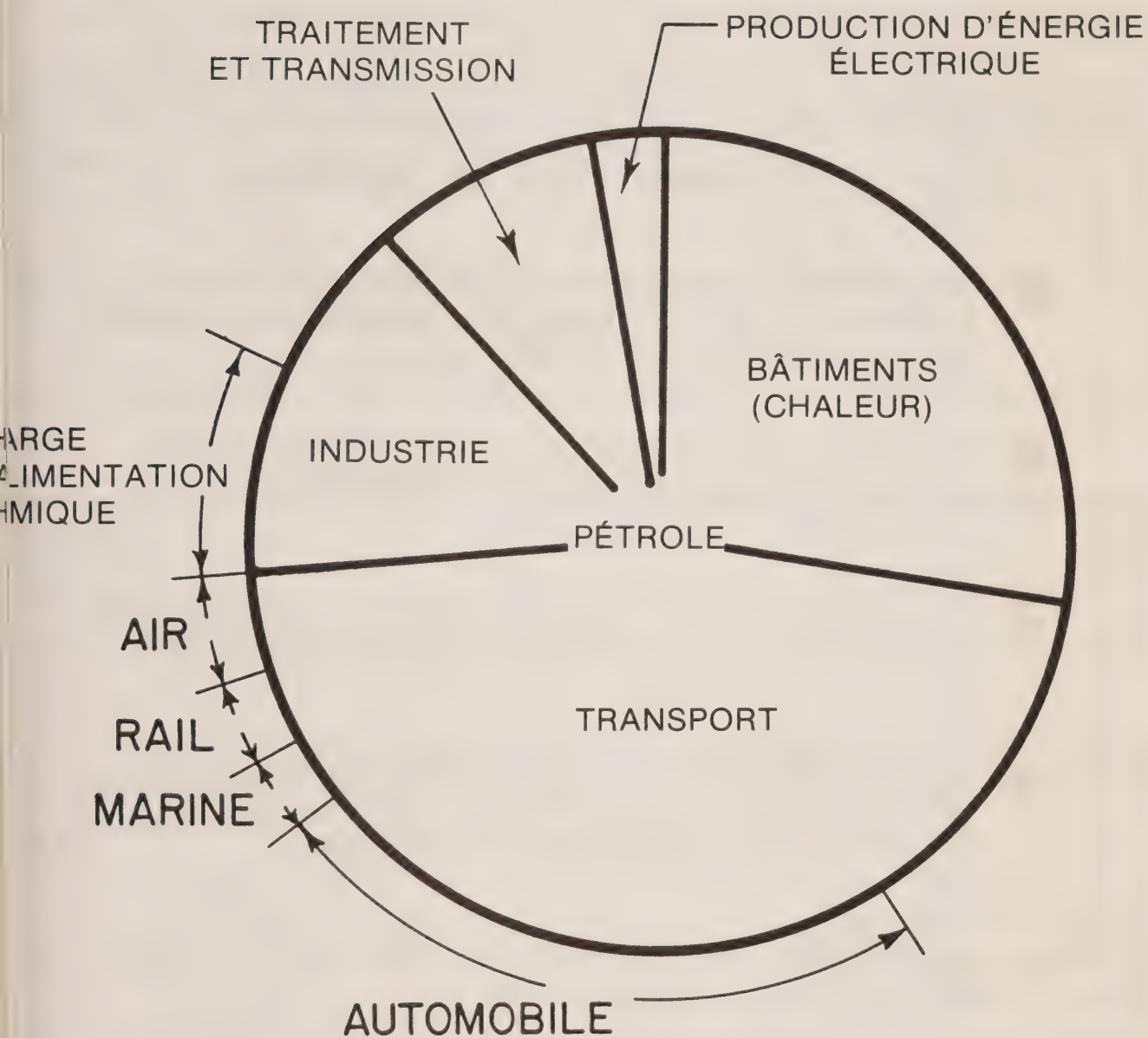
2025



1985





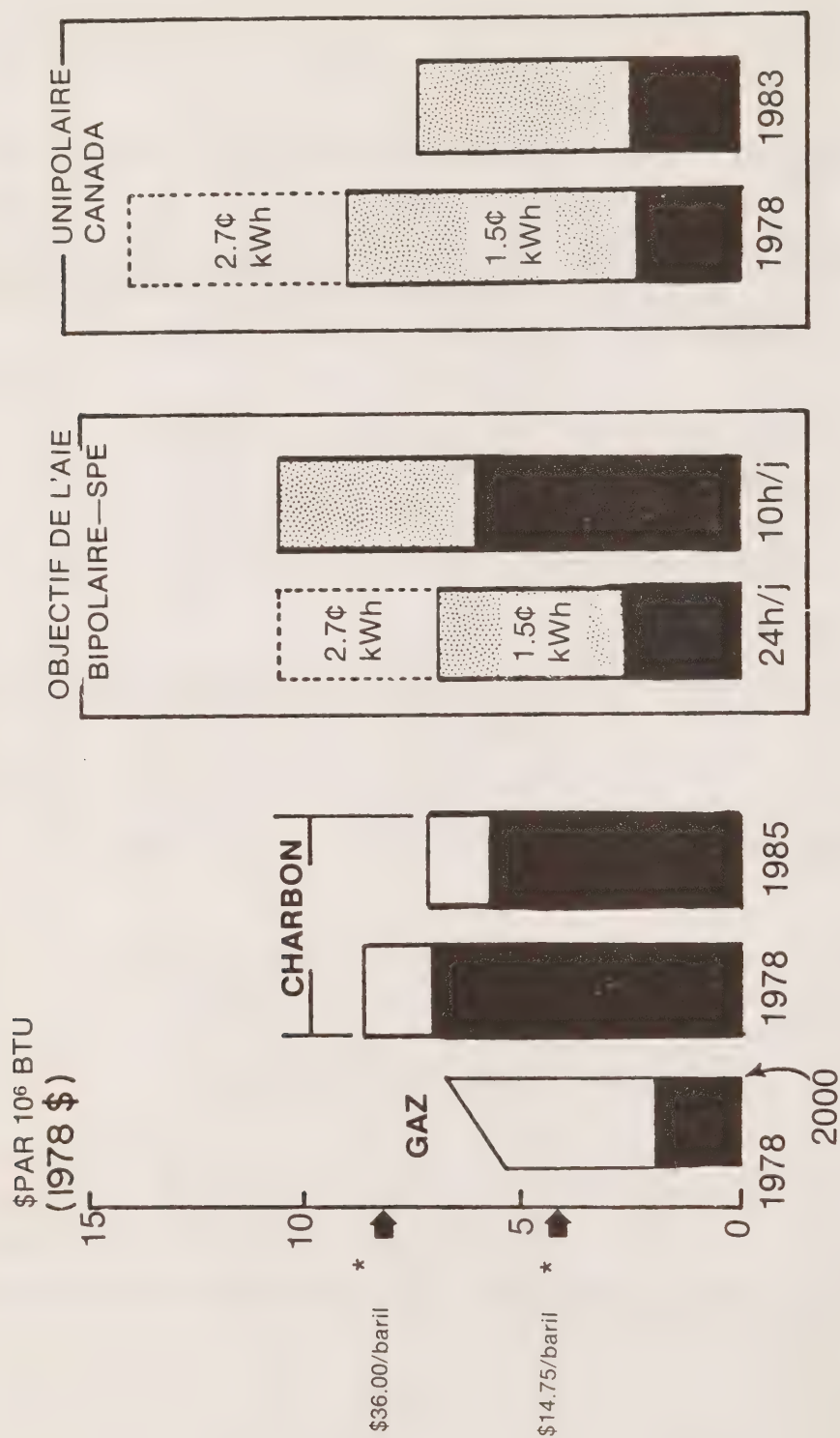


### PROGRAMME FÉDÉRAL DE L'HYDROGÈNE

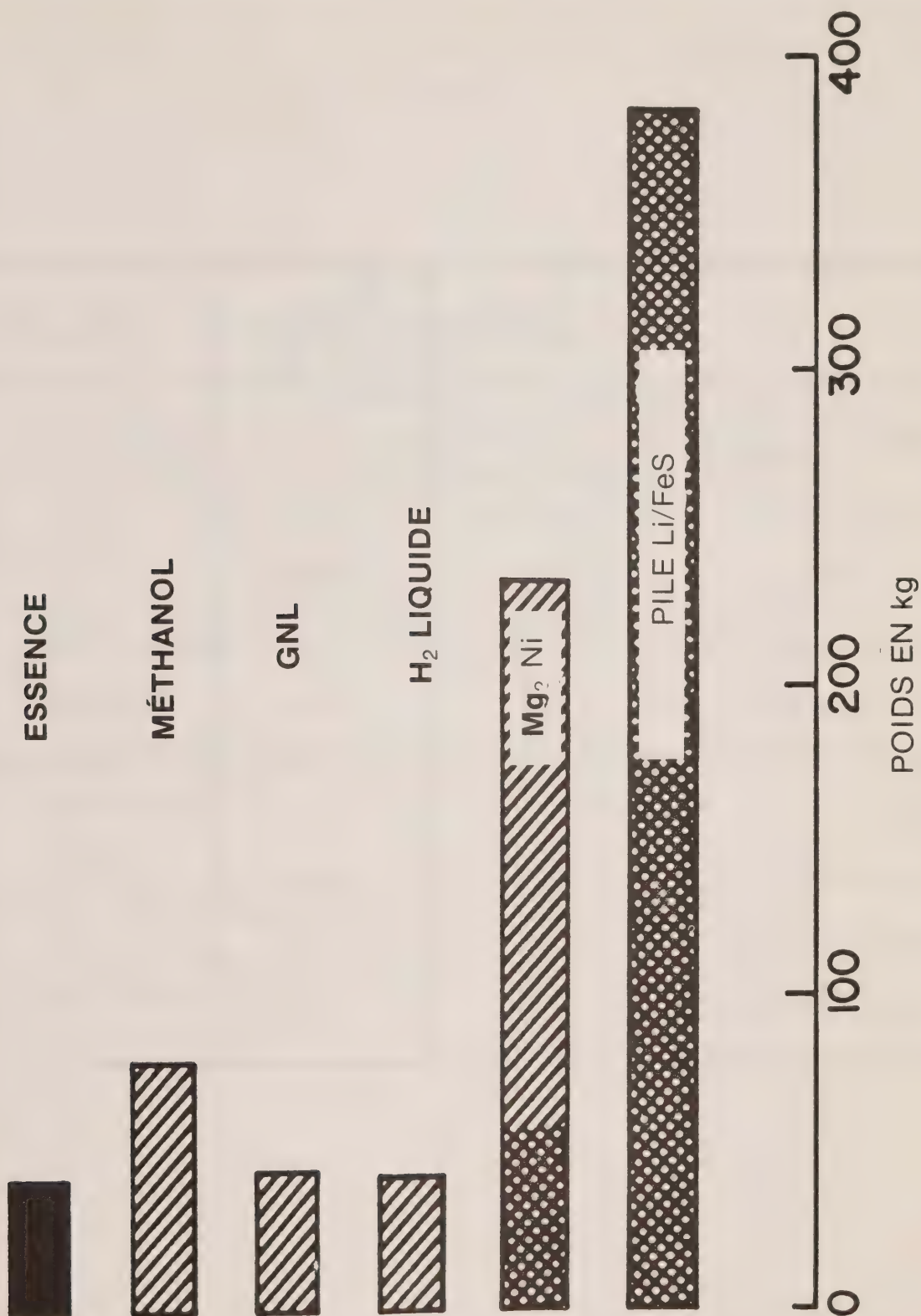
- RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION, DU STOCKAGE ET DE LA TRANSMISSION EN METTANT L'ACCENT SUR LES CONCEPTS NOVATEURS
- ACCUMULATION DES DONNÉES DE BASE ESSENTIELLES À L'ÉVALUATION DE LA FILIÈRE DE L'HYDROGÈNE
- ⬡ LES CRITÈRES ÉCONOMIQUES N'AURONT AUCUNE INCIDENCE SUR LE CHOIX DES ACTIVITÉS MENTIONNÉES CI-DESSUS
- ⬡ LE DÉVELOPPEMENT ET LA DÉMONSTRATION TECHNIQUES NE SERONT ENTREPRIS QUE LORSQUE L'EXISTENCE D'UN MARCHÉ ET L'OPPORTUNITÉ AURONT ÉTÉ DEMONTRÉES



ANNÉE 1979	I & C	C.N.R.C.	C.R.S.N.G.
<b>PRODUCTION</b> \$1025K +  ● AIE ■ INTERNE ○ À CONTRAT	<b>ELECTROLYSEURS AMÉLIORÉS</b>  ○ FRAIS PARTAGÉS NORANDA/ ELECTROLYSER	<b>ELECTROLYSEURS PERFECTIONNÉS</b> ●  PHOTOÉLECTROLYSE ● THERMOCHIMIQUE ○ \$725K	<b>PHOTOCHIMIQUE</b> ○ \$300K
<b>STOCKAGE</b> \$425K	<b>HYDRURES ALLIÉS</b> ■ \$350K		
	<b>HYDRURES ALLIÉS</b> ○ \$75K		
<b>UTILISATIONS</b> \$620K	<b>FRAGILISATION</b> ■ \$320K		
	<b>ÉTUDE DU MARCHÉ</b> ○		
	<b>PILES À COMBUSTIBLE</b> ○ \$200K		
	<b>PILES À COMBUSTIBLE</b> ○ \$100K		

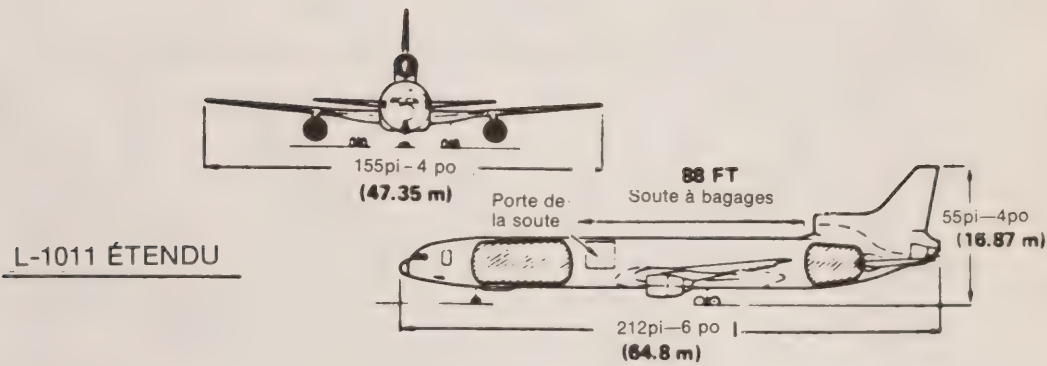


\* Le coût de l'essence tirée du brut correspond au prix indiqué (pas de taxe fédérale ou provinciale; pas de taxe de vente; pas de marge bénéficiaire au détail)

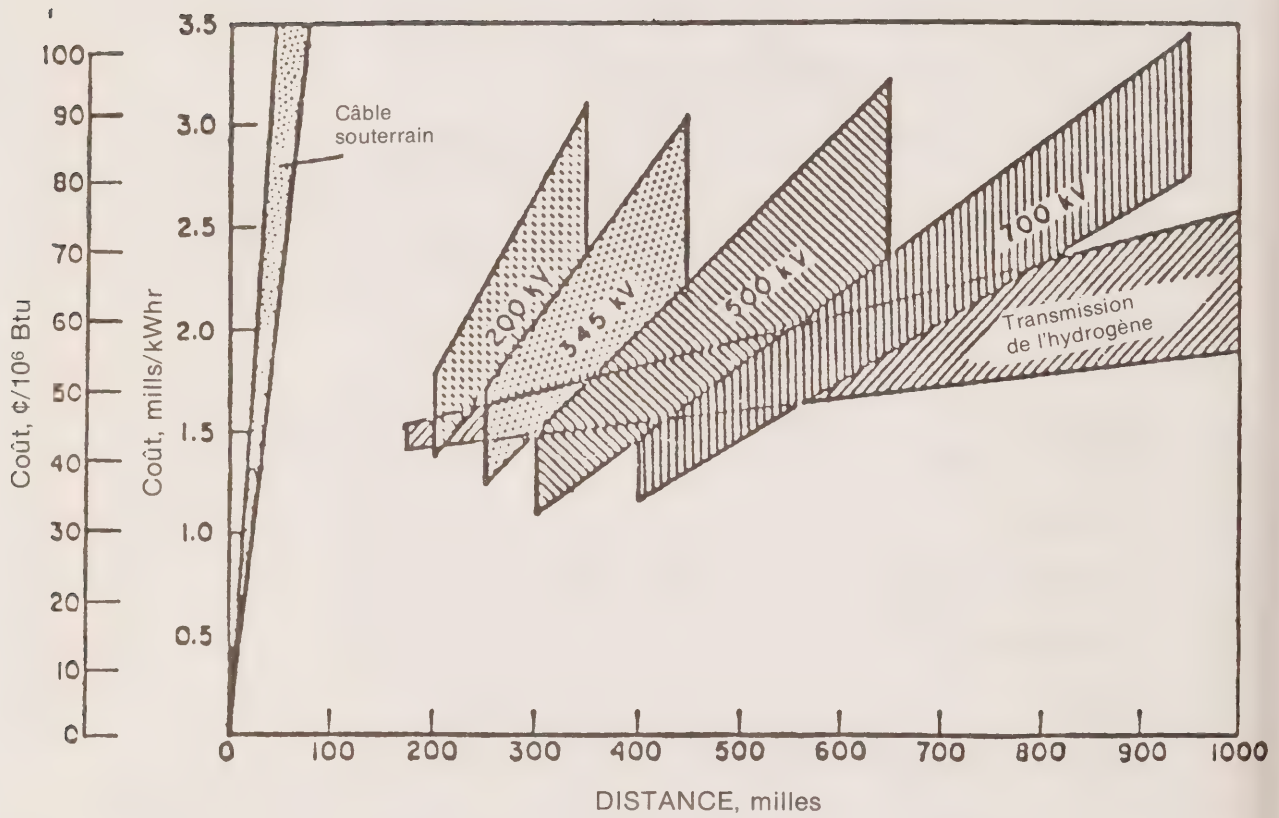




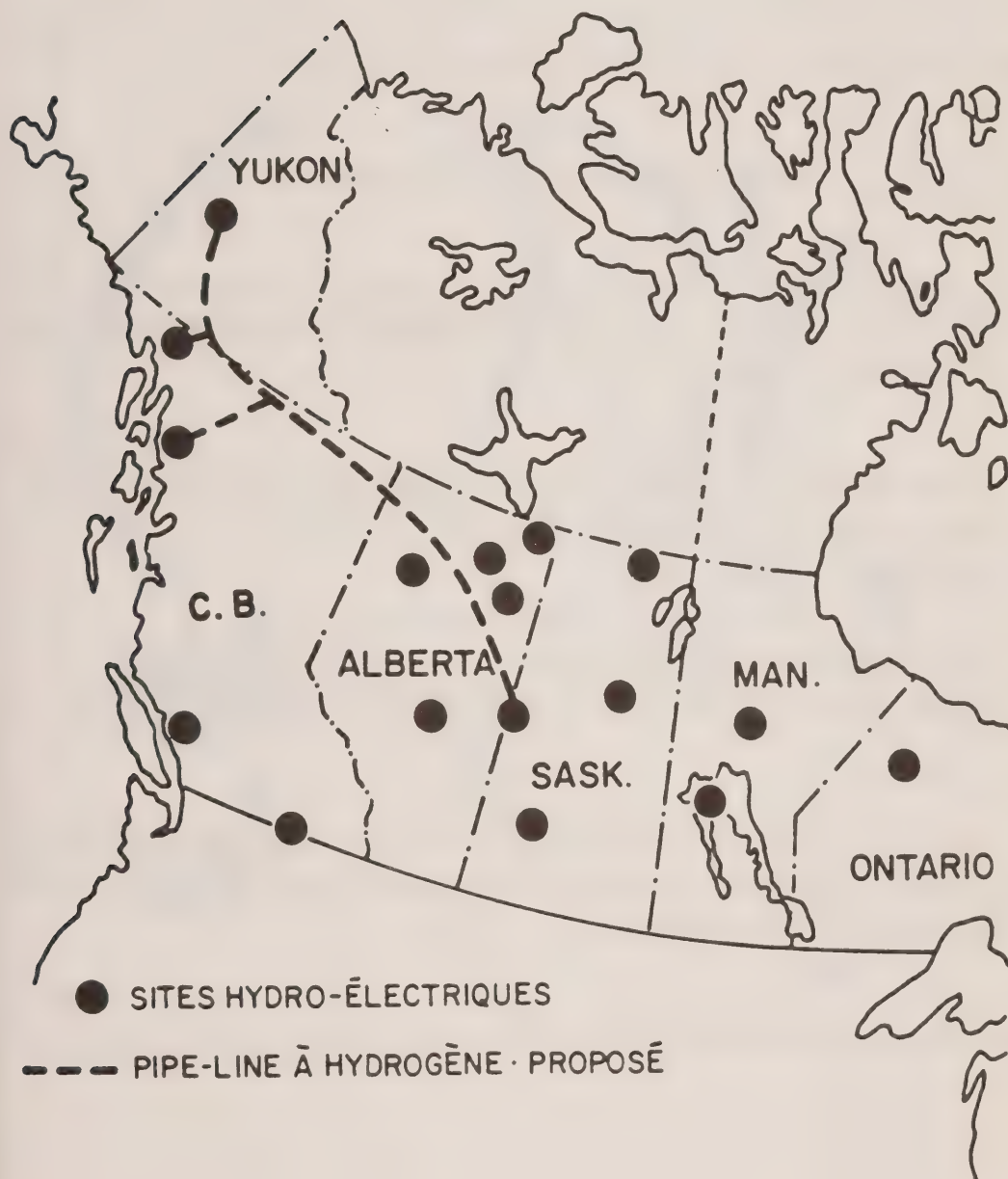
	PORTÉE (MILLES)	POIDS (LIVRES)	COÛT TOTAL \$/MILLE
1985			
LH <sub>2</sub> - GLACE	85	2220	13
FeTi - GLACE	85	2940	16
Pb/ACIDE - ÉLECTRIQUE	64	4718	18-22
Ni/Zn - ÉLECTRIQUE	80	3500	18-22
2000			
LH <sub>2</sub> - GLACE	85	1895	12
HYDRURES - GLACE	85	2340	14
Li/FeS - ÉLECTRIQUE	93	2149	12-14



	LH <sub>2</sub>	JET A
POIDS EN TONNES	186	255
CARBURANT	24	80
ENVERGURE EN m	50	59
LONGUEUR EN m	65	60
PRIX \$10 <sup>6</sup>	43.39	44.53
COÛT D'EXPLOITATION—¢/FAUTEUIL km	0.869	0.907
UTILISATION D'ÉNERGIE kj/FAUTEUIL km	636	759

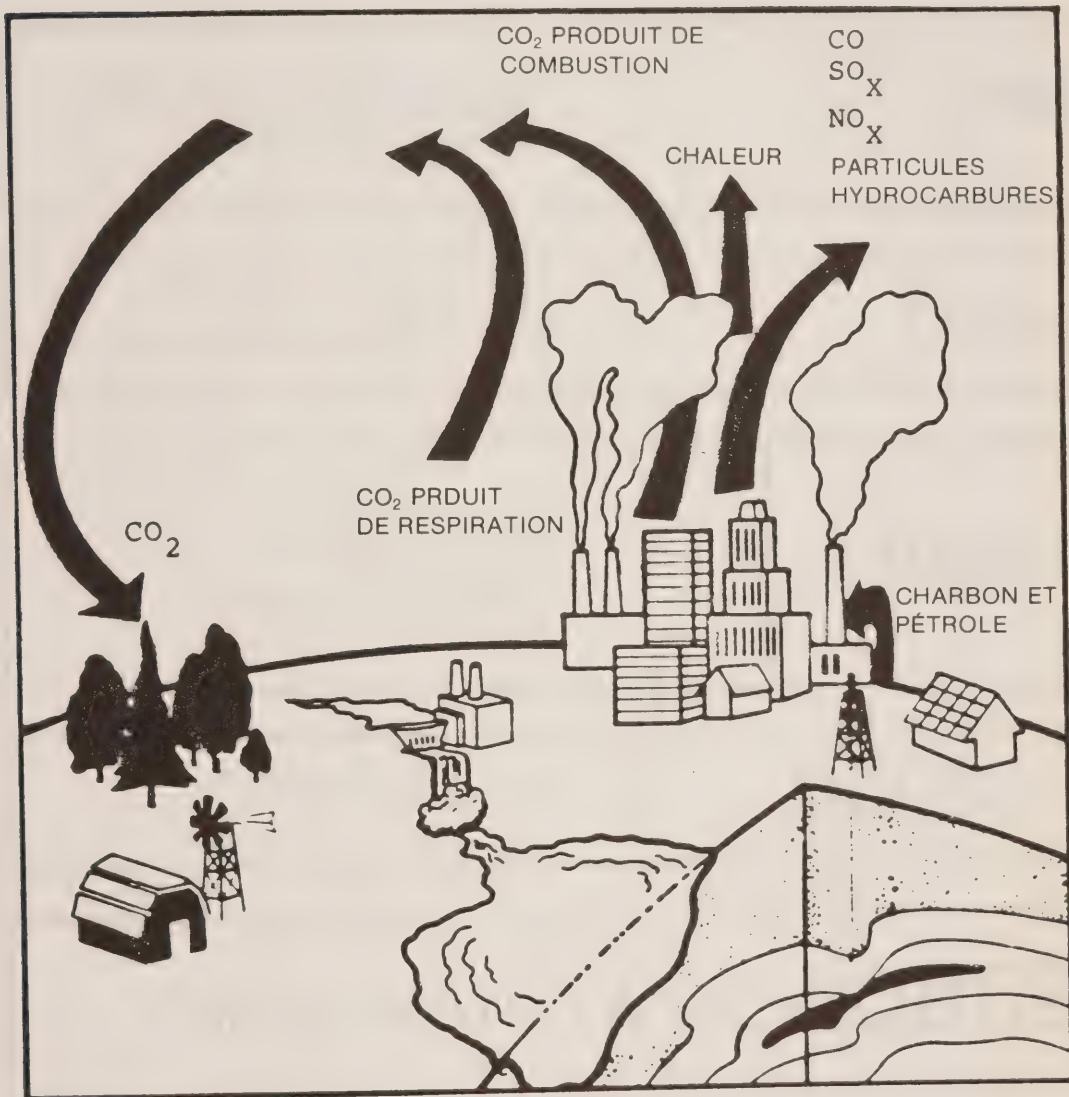






### L'ÉNERGIE DE L'HYDROGÈNE

- L'HYDROGÈNE EST LE SEUL COMBUSTIBLE D'UTILISATION PRATIQUE DANS UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUI NE SOIT PAS À BASE DE CARBONE
- L'IMPLANTATION D'UN SYSTÈME D'ÉNERGIE À L'HYDROGÈNE NE SE HEURTE À AUCUN OBSTACLE TECHNIQUE INSURMONTABLE
- L'ÉCHÉANCIER ET L'ÉTENDUE DE L'UTILISATION DE L'HYDROGÈNE COMME CARBURANT RESTENT INCERTAINS
- ON NE CONNAÎT AU CANADA AUCUNE APPLICATION POSSIBLE À COURT TERME DE L'ÉNERGIE DE L'HYDROGÈNE QUI SOIT VIABLE SUR LE PLAN ÉCONOMIQUE





1990	DÉMONSTRATIONS DE L'HYDROGÈNE COMME CARBURANT: MOTEUR D'AUTO- MOBILES, DE TRAINS, D'AVIONS
2000	AVIONS CARGO AVIONS MILITAIRES DE PATROUILLE
2020	25% DES AVIONS PARCS D'AUTOMOBILES CHEMINS DE FER TRANSMISSION D'ÉNERGIE HYDROGÈNE SOLAIRE
2050	TAUX DE PÉNÉTRATION DE L'HYDROGÈNE: 25%
2080	TOUT À L'HYDROGÈNE











*If undelivered, return COVER ONLY to  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Cœur Boulevard,  
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7*

*En cas de non livraison,  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à  
Imprimerie du gouvernement canadien  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Cœur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From National Research Council Canada:*

Dr. J. Brian Taylor, Program Convenor, Conservation and Storage;

Dr. J. J. Murray, Research Officer.

### *From Atomic Energy of Canada Limited:*

Dr. Martin Hammerli, Section Leader, Electrochemistry, General Chemistry Branch.

### *From Energy, Mines and Resources Canada:*

Mr. Peter J. Dyne, Director, Office of Energy Research and Development.

### *Du Conseil national de recherches Canada:*

M. J. Brian Taylor, Responsable du programme, Conversion et stockage;

M. J. J. Murray, chercheur.

### *D'Énergie atomique du Canada Limitée:*

M. Martin Hammerli, chef de section, Électrochimie, Direction de la chimie générale.

### *D'Énergie, Mines et Ressources Canada:*

M. Peter J. Dyne, directeur, Bureau de la recherche et du développement énergétiques.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 7

Tuesday, July 22, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 7

Le mardi 22 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

## Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

## Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy  
and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement  
du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980



SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre

Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre

Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JULY 22, 1980

(11)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3:33 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Gurbin, Lefebvre, MacBain, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager; Mr. John Graham, Committee Research Officer.

*Witnesses: From National Research Council Canada:* Mr. J. Ploeg, Head, Hydraulics Laboratory; Dr. B. D. Pratte, Research Officer; Dr. G. R. Mogridge, Research Officer.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the reports prepared by Messrs. Gurbin and MacBain, MPs, and John Graham, Research Officer, following their attendance at the CANPAC 80 Conference in Winnipeg, Manitoba, be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendices "AEEA-7" and "AEEA-8"*).

Mr. Ploeg made an opening statement and with the witnesses answered questions.

On motion of Mr. Rose, it was agreed,—That the document presented by Mr. Ploeg be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendix "AEEA-9"*).

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That the Committee resolve itself into an "*In Camera*" meeting.

At 6:30 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 22 JUILLET 1980

(11)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 15 h 33 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Gurbin, Lefebvre, MacBain, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, Chef et gestionnaire des projets du Comité; M. John Graham, Attaché de recherche du Comité.

*Témoins: Du Conseil national de recherches Canada:* M. J. Ploeg, Chef du Laboratoire hydraulique; M. B. D. Pratte, Attaché de recherche; M. G. R. Mogridge, Attaché de recherche.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu,—Que les rapports préparés par M. Gurbin et MacBain, députés et John Graham, Attaché de recherche, suite à leur présence à la Conférence CANPAC 80, tenue à Winnipeg, Manitoba, soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (*Voir Appendices "AEEA-7" et "AEEA-8"*).

M. Ploeg fait une déclaration préliminaire puis, avec les témoins, répond aux questions.

Sur motion de M. Rose, il est convenu,—Que le document présenté par M. Ploeg soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (*Voir Appendice "AEEA-9"*).

Sur motion de M. MacBain, il est convenu,—Que le Comité tienne une séance à huis clos.

A 18 h 30, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

Tuesday, July 22, 1980

• 1533

[Text]

**The Chairman:** Good afternoon, everyone. I now call this meeting to order. Before calling on our witnesses, I have one motion I would like one of the members to propose, something that we discussed at our business meeting last week in regard to the CANPAC conference which was held in Winnipeg. Would somebody move a motion along the lines that the reports prepared by Mr. Gurbin and Mr. MacBain, members of Parliament, and John Graham, research officer, following their attendance at the CANPAC 1980 conference in Winnipeg, Manitoba, be printed as appendices to today's *Minutes of Proceedings and Evidence*?

**Mr. Portelance:** I so move, Mr. Chairman.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Thank you. Our witness this afternoon is Mr. J. Ploeg, Program Convenor, Hydraulics and Tidal, National Research Council; he has with him Dr. B. D. Pratte, Research Officer, Hydraulics Laboratory; and Dr. G. R. Mogridge, Research Officer Hydraulics Laboratory. Welcome to the committee, sir. We are waiting for your presentation with anticipation. Thank you.

**Mr. J. Ploeg (Head, Hydraulics Laboratory, National Research Council):** Thank you very much, Mr. Chairman, members of the committee. Thank you for inviting us to make a brief presentation on the oceans as a source of renewable energy. Our laboratory is responsible for the hydraulics energy section of the over-all research and development program into renewable energy that the National Research Council is carrying on.

Because we are an hydraulics laboratory, I guess it is fairly logical that we are concentrating our research efforts into those areas where the hydrodynamic problems are foremost, because that is our background. Not all ocean engineering problems fall into the category, but that is the best we can do.

• 1535

You are probably aware of the rather severe shortage of manpower that we have to work under, so we can only do our R&D effort in two areas which are waves and currents. We try to maintain an up-to-date knowledge of what is going on in other countries through engineering journals and our international contacts.

Today, we would like to present to you an over-all review of, first of all, the global estimate of ocean energy, what is totally available in the oceans; second, look at the technology that is being developed at the present time, either in Canada or in the world, and what are the future outlooks for each of these various sources of energy in the ocean; and, finally, have a look at the Canadian scene and what this means for Canada.

When I talk about ocean energy, we have to realize that there is a large amount of energy stored in the oceans that has been brought in there mainly by the sun. Most of the ocean

## TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

Le mardi 22 juillet 1980

[Translation]

**Le président:** Bonjour, madame et messieurs. La séance est ouverte. Avant de présenter nos témoins, je voudrais que l'un d'entre vous propose une motion concernant ce dont nous avons discuté la semaine dernière en séance d'organisation à propos de la conférence CANPAC; qui s'est tenue à Winnipeg. Quelqu'un aurait-il l'obligeance de proposer que les rapports rédigés par les députés Gurbin et MacBain ainsi que par John Graham, documentaliste, après avoir assisté à la conférence CANPAC 1980 à Winnipeg, au Manitoba, soient annexés au procès-verbal d'aujourd'hui?

**M. Portelance:** Je le propose, monsieur le président.

La motion est adoptée.

**Le président:** Merci. Comparaissons cet après-midi, M. J. Ploeg, responsable du programme d'hydraulique et marées, Conseil national de recherches; M. B. D. Pratte, chargé de recherche, laboratoire d'hydraulique; et M. G. R. Modridge, chargé de recherche, laboratoire d'hydraulique. Soyez le bienvenu. C'est avec grand intérêt que nous attendons votre exposé.

**M. J. Ploeg (Directeur, Laboratoire d'hydraulique, Conseil national de recherches):** Monsieur le président, messieurs, nous vous remercions de nous avoir invité à venir vous parler brièvement de la source d'énergie renouvelable que sont les océans. Notre laboratoire est responsable de la section de l'énergie hydraulique dans le cadre du programme général de recherche et de développement sur l'énergie renouvelable, au sein du Conseil national de recherche.

Comme nous travaillons dans un laboratoire d'hydraulique, il semble logique que nous concentrions nos efforts de recherche sur les secteurs qui semblent présenter le plus de problèmes d'hydrodynamique. Tous les problèmes de génie océanographique n'entrent pas dans cette catégorie mais c'est ce que nous pouvons faire de mieux.

Vous savez probablement que nous souffrons d'une grave pénurie de main-d'œuvre et que, par conséquent, nous ne pouvons faire porter nos efforts de recherche et de développement que par deux domaines, les vagues et les courants. Nous essayons de nous tenir au courant de ce qui se fait dans d'autres pays grâce aux revues spécialisées et à nos contacts avec l'étranger.

Aujourd'hui, nous allons tout d'abord vous présenter une estimation globale des ressources énergétiques des océans, celles que les mers dissipent au total; puis nous examinerons les techniques actuellement étudiées, au Canada ou à l'étranger ainsi que le potentiel de chacune de ces ressources énergétiques des océans; enfin, nous verrons ce que cela signifie pour le Canada.

Lorsque je parle de l'énergie des mers, il faut bien se rendre compte qu'une quantité énorme d'énergie se trouve emmagasinée dans les océans grâce surtout au soleil. La plupart de



*[Texte]*

energy sources that I am talking about are really a by-product of solar energy, that has been building up over literally hundreds or thousands of years. We have to realize that, because we are really not so much interested in the over-all amount of energy that is stored in the ocean as the rate at which we can extract energy. The one expressed in joules, that is the energy, what we are interested in is the amount of watts, that is the power, the rate at which we can extract it.

The rate at which we can extract the number of watts depends on three causes. First of all, of course, is the rate at which the renewal takes place. We can never deplete the oceans faster than the sun is putting the energy in, so that is the first limitation.

Second, there are other laws, either physical or mechanical; we might not be able to get all the energy that is there, either because of an inefficiency in our transferring process of ocean energy into mechanical means or because the density is so low at such a wide field that it is just not practical. So, the second limitation is the physical or mechanical laws that govern the various process that we have to deal with.

Thirdly, of course, is the environmental limitation. We always have to realize that the ocean is a very important part, if not the most important part in our total environment, globally. At the moment, the generally accepted level of change, for instance, in temperature is that one degree of temperature of surface water in the oceans is acceptable, but not more. So whatever we do in extracting energy out of the oceans, we should not take out more energy than whatever causes a change of less than one degree. If it goes over that limit we really should not think that that is feasible.

So, these are the three limitations, and what I am going to present today is in the framework of that limit throughout.

I have most of my facts and figures on overlays of which you have copies. Perhaps the easiest thing is to follow the ones that I am presenting on the wall with the ones that you have in front of you, so if you want to make notes, you can do that right on the copies you have in front of you.

The first overlay is really the estimate of the total amount of ocean energy, and I am talking about physical oceanography, not about the other sources of energy that are in the oceans like uranium or something like that; I am only talking about the physical oceanography concept. I generally recognize five sources of possible energy. The first one at the top is the thermal gradients, that is the difference in temperature between the surface water of the ocean and the cold water at the bottom. As you can see in watts—and perhaps it is not that easy to read on the wall there—that is a total amount of power of  $10^{15}$  watts.

• 1540

That is, as I said, the total amount of thermal energy that is there, stored over the last thousand years, taking into consideration the rate at which it is being renewed. However, because of our thermo-dynamic law of extracting power, we can only get about  $10^{14}$  out of that because of an inefficiency in our heat engine. It has only an efficiency of about 7 to 8 per cent, at the best; the temperature is different in the ocean. That brings it

*[Traduction]*

l'énergie des océans est en réalité un sous-produit de l'énergie solaire, qui s'accumule depuis des centaines, voire des milliers d'années. Il est à noter que nous ne nous intéressons pas vraiment à la quantité globale d'énergie accumulée dans les océans mais bien au rythme selon lequel nous pouvons la récupérer. Nous ne nous intéressons donc pas aux joules, c'est-à-dire à l'énergie, mais plutôt au total des watts, à la puissance, au rythme suivant lequel nous pouvons l'extraire.

Le rythme de production d'un certain nombre de watts dépend de trois facteurs. D'abord, évidemment, il y a le rythme de renouvellement. Il ne faut jamais exploiter les océans plus rapidement que le soleil ne peut y restaurer l'énergie, et c'est donc là notre première contrainte.

Deuxièmement, il y a d'autres lois, physiques ou mécaniques; il se peut que nous ne puissions tirer toute l'énergie qui s'y trouve, soit parce que le mode de transformation de l'énergie des océans en énergie mécanique est inefficace, soit parce que la densité est si faible et l'étendue si vaste que ce n'est tout simplement pas réalisable. Par conséquent, la deuxième limitation provient des lois physiques ou mécaniques qui gouvernent les divers procédés que nous pourrions utiliser.

Troisièmement, bien sûr, il y a les limitations imposées par l'environnement. Il ne faut jamais oublier que l'océan constitue une partie très importante, sinon la plus importante de notre environnement total, à l'échelle du globe. A l'heure actuelle, on considère généralement que la température de surface des océans peut subir sans inconvénient une variation de un degré, mais pas davantage. Quoi que nous fassions pour récupérer l'énergie des océans, il ne faut donc jamais extraire une quantité d'énergie susceptible de faire varier la température de plus d'un degré. Si nous dépassons cette limite, le projet est irréalisable.

Il y a donc trois contraintes et ce que je veux vous présenter aujourd'hui s'inscrit dans le cadre de ces contraintes.

La plupart des faits et des chiffres se trouvent sur des feuilles dont vous avez un exemplaire. Le plus simple serait sans doute que vous suiviez sur le mur, ce qui vous permettra de prendre des notes sur les feuilles correspondantes, qui sont devant vous.

La première feuille fait apparaître l'évaluation globale des ressources énergétiques de l'océan et c'est de l'océan lui-même que je parle et non pas des autres ressources énergétiques qu'il recèle comme l'uranium, par exemple. On admet communément qu'il existe en puissance cinq sources d'énergie. La première ligne du haut indique le gradient thermique, c'est-à-dire la différence de température entre les eaux de surface et les eaux froides des profondeurs. Comme vous pouvez le voir exprimé en watts—ce n'est peut-être pas très lisible sur le mur—cela représente une puissance totale de  $10^{15}$  watts.

Il s'agit, je le répète, du montant global d'énergie thermique emmagasinée au cours des mille dernières années, compte tenu du taux de renouvellement. Cependant, en raison de la loi de la thermodynamique qui s'applique à l'extraction d'énergie, nous ne pouvons extraire que  $10^{14}$  watts avec le moteur thermique que nous avons. Le taux de rendement de celui-ci ne dépasse pas 7 ou 8 p. 100, car la température des océans varie. Cela

[Text]

down to  $10^{14}$  watts, and if we take out all that energy, we would actually reduce the temperature of the ocean water by two degrees, which is not considered acceptable. Therefore, we have to reduce it by another order of magnitude to  $10^{13}$  watts. So  $10^{13}$  watts is the actual amount of ocean energy that is available to us.

Now, as you see from the bar at the bottom of the graph, that is the actual present power consumption in the whole world, which is also equal to  $10^{13}$  watts. So the one source of ocean energy is as large as the total amount of power being consumed in the whole world.

I will get back to each of these in more detail later, as we look at each of the details of technological developments. For now, you would perhaps like to look at the righthand side of the graph where the two dates are—which are really projection dates—there is no hard fact about those. It is a collective estimate which is done in various parts of the world and published in the literature. It is felt that by 1990, the technology will be mature to extract this type of energy, but it will take to the year 2010 before this actually becomes a politically as well as a socially acceptable means of extracting power from the oceans. That is really the commercial viability date.

Going to the next source, the salinity gradients, there is power because when you mix fresh water and salt water, the physical law of nature tries to strive always for the greatest degree of disorder. If you have two bodies of water—one with salt and one with fresh water—there will be a potential amount of energy for the molecules trying to get from one body of water into the other which, of course, you can do through a membrane and thereby create power. Again, I will come back to the principle later when I can show it on the slide.

Just to quantify that amount, if you look at the total amount of fresh water running in the oceans, that is estimated to have a resource of  $10^{12}$  watt—that is the middle line on those three limits. I have reduced it to  $10^{11}$  because there are many small rivers running into the oceans which really do not make it very feasible for a direct run-off to extract this. You can only get this in concentrated areas like the St. Lawrence, the Fraser, the Mackenzie, the large rivers. This reduces that to about  $10^{11}$ .

On the other hand, other areas in the world have much larger concentrations of salt than in the oceans, such as the Dead Sea in Israel or the salt lakes in the northwestern parts of the United States. Wherever we can have a mixture of very salty water with less salty water, in those cases we also can extract power, which increases the potential by an order of magnitude to  $10^{13}$ , which is the total of the salinity gradients.

The technology at the moment is expected to exist by the year 2000. At the present time, it only works in the laboratories. Realistically, by the year 2050, we might actually expect this will be commercially available on any large scale. The technological problems with this particular process are immense because of the membrane technology or the other type—dialysis, the battery type of problems—and I will come back to that in detail.

[Translation]

veut dire qu'on ne peut extraire que  $10^{14}$  watts. Toutefois, si l'on capait  $10^{14}$  watts, la température de l'océan baisserait de 2 degrés, ce qui est inacceptable. Il faut donc abaisser la quantité d'énergie extraite jusqu'à  $10^{13}$  watts, ce qui représente le montant global d'énergie océanique à laquelle nous avons accès.

Comme vous voyez au bas de la page, la consommation actuelle d'énergie est de  $10^{13}$  watts. L'énergie océanique est donc égale au total de la consommation d'énergie dans le monde.

Je reviendrai sur chacune de ces techniques pour en parler plus en détail. Pour le moment, je vous renvoie au côté droit du graphique, où vous voyez deux séries de dates. Il s'agit de prévisions, car nous n'avons pas encore de données là-dessus. Nous avons établi ces prévisions à partir de publications et de recherches effectuées dans d'autres pays. D'ici à 1990, nous devons être en mesure d'exploiter l'énergie océanique, mais il faudra attendre l'an 2010 avant que cela ne soit acceptable sur le plan politique et social. Il s'agit, en fait, de la date à laquelle l'exploitation sera rentable.

Passons maintenant au gradient de salinité. L'énergie est dégagée lorsqu'on mélange de l'eau douce à de l'eau salée, parce que la nature, et c'est une loi de la physique tend toujours vers le désordre maximum. Si vous preniez une masse d'eau douce et une masse d'eau salée, vous verriez que les molécules s'efforceraient de passer d'une masse à l'autre, ce qui créerait de l'énergie que l'on pourrait capter en interposant une membrane. Encore une fois, je reviendrai là-dessus au moment de montrer les diapositives.

Pour avoir une idée de la quantité d'énergie ainsi dissipée, il suffit de regarder le volume d'eau douce qui se déverse dans les océans, ce qui représente  $10^{12}$  watts—c'est-à-dire la moyenne des trois possibilités. J'ai réduit le chiffre à  $10^{11}$  watts, car beaucoup de fleuves de faible débit se déversent dans les océans et on ne peut pas vraiment les exploiter. Il faut s'en tenir aux fleuves importants: le Saint-Laurent, le Fraser et le Mackenzie. Cela réduit le rendement à  $10^{11}$  watts.

Il y a néanmoins, des endroits où la salinité est beaucoup plus élevée: la Mer Morte en Israël et les lacs salés du nord-ouest des États-Unis. Là où l'on peut mélanger de l'eau très salée avec de l'eau moins salée, on peut capter de l'énergie, ce qui porte le potentiel énergétique à  $10^{13}$  watts, soit le total du gradient de salinité.

On compte disposer des techniques nécessaires pour exploiter cette source d'énergie dès l'an 2000. Pour le moment, cela ne se fait qu'en laboratoire. On peut raisonnablement s'attendre à ce que ce genre d'énergie soit exploitée à l'échelle commerciale en l'an 2050. Les problèmes techniques sont considérables, à cause des membranes, de la dialyse et des difficultés que posent les piles. J'y reviendrai plus en détail.



[Texte]

• 1545

The third source of ocean energy is wave power, probably the most evident one. Anybody who goes to the seashore cannot help but be impressed by the amount of energy being expended on our beaches and indeed causing us all kinds of problems in beach erosion or harbour disturbances and so on. Obviously, people have thought over the last 100 years to extract that power, and indeed there are literally hundreds and hundreds of patents on wave power extractors. Unfortunately, none of them really are satisfactory so far. At the present time in the United Kingdom and in Norway large amounts of money are being expended on improving the technology, and you see why.

Again, there are two limits. The  $10^{12}$  watts is the total amount of wave energy available around the coastlines of the world, that is in the direct vicinity of the coastlines. Of course, you could theoretically also extract power right in the middle of the Atlantic Ocean and the wind will still transfer energy into the ocean again between the middle and the coastlines. So by regeneration of waves, after you have taken out the wave energy you can increase the potential from  $10^{12}$  to  $10^{13}$  watts.

We expect that by 1990 this will be a working proposition. At the moment, in the laboratory there are various machines working on a very large scale. In the prototype, in the United Kingdom, one is working, so by 1990 we expect this to be a technically mature development. It will probably take till the year 2010 before this is environmentally and socially accepted on any larger scale.

Ocean currents, the fourth source of energy, is a fairly large potential,  $10^{12}$  watts. Unfortunately, it exists on a very low density. Ocean currents tend to be very low in amplitude, typically of half a meter per second or less and it is very, very difficult to take out that amount of energy. So if we only look at those areas where the currents are strong, such as in the Gulf Stream around the coast of Florida, then we have to reduce that to  $10^{10}$  watts which is considerably less, obviously, than the other sources, but of interest for some of the countries. We expect again that by 1990 this will be a mature technology and probably by the year 2020 these will be environmentally acceptable and socially acceptable also.

I included also tidal power again, although Mr. Karas, from the National Energy Board, last week addressed you in detail about tidal power in the Bay of Fundy. It is a source of ocean energy throughout the world. Globally, the total amount of tidal energy is estimated at  $10^{12}$  watts. We are rather fortunate in Canada, about 10 per cent of that total amount of world ocean energy, in the form of tides, exists in our Canadian waters, about  $10^{11}$  watts, of which half of that again exists on the east coast in the Bay of Fundy. If you look at the dates of maturity, of course, 1975, that was the time that they had solved all the problems on the La Rance tidal power plant in France, so that is a mature technology. We expect that by 1990, either in Europe or in Korea or perhaps in North America or Canada, hopefully, that will be a very large source of power.

[Traduction]

La troisième ressource des océans est l'énergie des vagues, sans doute la plus tangible. Quiconque est déjà allé au bord de la mer ne peut s'empêcher d'être impressionné par la quantité d'énergie dissipée sur nos plages. D'ailleurs, celle-ci nous cause des tas de problèmes dont l'érosion du littoral ou l'ensablement des ports. Évidemment, il y a plus d'une centaine d'années déjà que les gens cherchent un moyen d'exploiter cette énergie. Il existe d'ailleurs des centaines de brevets pour des convertisseurs de l'énergie des vagues. Malheureusement, jusqu'à présent, aucune de ces machines ne s'est avérée vraiment utile. A l'heure actuelle, le Royaume-Uni et la Norvège consacrent des sommes considérables au perfectionnement de ces techniques, et vous comprenez aisément pourquoi.

Il y a à nouveau deux chiffres. Les  $10^{12}$  watts correspondent au total de l'énergie produite par les vagues le long des côtes du monde entier. En théorie, on pourrait aussi capter cette énergie au beau milieu de l'océan Atlantique car le vent la régénère entre le milieu de l'océan et le rivage. En reformant la houle, après en avoir capter l'énergie, on peut en porter le potentiel énergétique de  $10^{12}$  à  $10^{13}$  watts.

Nous croyons que, d'ici 1990, ce projet sera réalisable. A l'heure actuelle, divers dispositifs fonctionnent en laboratoire sur une très grande échelle. Au Royaume-Uni, un prototype fonctionne en ce moment et, d'ici 1990, nous croyons qu'il sera au pont. Il faudra toutefois attendre sans doute jusqu'à l'an 2010 avant que l'exploitation de ce type d'énergie sur une vaste échelle soit écologiquement et socialement accepté.

Une quatrième ressource, les courants océaniques, représentent un potentiel relativement important de  $10^{12}$  watts. Malheureusement, la densité est très faible. Les courants océaniques ont une très faible amplitude, en général de 50 centimètres par seconde ou moins. Il est donc extrêmement difficile d'exploiter une telle quantité d'énergie. Si l'on tient compte uniquement des régions où les courants sont très forts, par exemple le Gulf Stream le long du littoral de la Floride, la puissance tombe à  $10^{10}$  watts, ce qui est évidemment beaucoup moins que ne peuvent produire les autres sources. Néanmoins, elle peut intéresser certains pays. Là encore, nous croyons que d'ici 1990, la technologie sera au point et que, d'ici l'an 2020, elle sera écologiquement et socialement acceptée.

Je vous parle aussi de l'énergie marémotrice même si, la semaine dernière, M. Karas, de l'Office national de l'énergie, est venu vous parler en détail de ce type d'énergie dans la Baie de Fundy. Cette ressource énergétique de l'océan peut s'exploiter dans le monde entier. Dans l'ensemble, on estime à  $10^{12}$  watts le potentiel de l'énergie marémotrice. Au Canada, nous avons beaucoup de chance car, dans les eaux territoriales, l'énergie marémotrice compte pour 10 p. 100 du potentiel du monde entier, soit environ  $10^{11}$  watts, la moitié se trouvant dans la Baie de Fundy, sur la côte est. La date de mise au point est 1975 puisque c'est l'année où l'on a réglé tous les problèmes de l'usine marémotrice de la Rance en France. La technologie est donc déjà disponible et, d'ici à 1990, ce sera une source d'énergie très importante soit en Europe, soit en Corée, ou encore en Amérique du Nord ou au Canada.



**[Text]**

Then just for interest sake I have also shown the direct solar input into the ocean, which is  $10^{16}$  watts, which is indeed a very large amount of energy. I have also indicated, as I said before, the  $10^{13}$  watts, which is the total power consumption in the world, and the dotted line right through the centre, just to put things in perspective, is the typical power consumption of a city of 500,000 people. The trouble with this picture is that these bars are plotted on a logarithmic scale. On the next Vu-graph I have just plotted this on a linear scale to give you the right perspective of the various sources of energy. The first one is OTEC, ocean thermal energy conversion, the thermal gradients, estimated at about  $10^{14}$ . As you can tell, that red line is ten times longer than the next one, salinity and waves, which are both at about  $10^{13}$  watts. As you see, that is also the present world consumption. So there is ten times more, and it becomes a little clearer in perspective on a linear scale how large the supply of ocean thermal energy is. You can understand why in the United States a large amount of money is being spent on developing the technology of that source.

• 1550

The next one is tides. It is not all that large, but again, if you compare it with Canadian consumption, which is  $10^{11}$  watts at the present time, it is still ten times larger. That little dot at the bottom is the actual approximate amount of Canadian installed power consumption, and also it happens to be the amount of ocean energy in currents. This was just to put it in perspective.

**Mr. Rose:** How did you get it to work out so neatly, each part of the graph one tenth of the preceding one?

**Mr. Ploeg:** These are all estimates. They are estimates to an order of magnitude. It might be two or three times  $10^{13}$ , but that is the best we can estimate at the moment. That is the best our measurements allow us to estimate. These are not absolute values.

If I could now go to each of these sources individually, perhaps I can start with tidal power. Tidal power was dealt with last week, so I will not go into any large detail except to mention the National Research Council has realized that if tidal power does go ahead, and indeed when it goes ahead, we have to be able to model the water flow in the actual site where the dam will be built more accurately than has been possible up to the present time.

What you see here is in our laboratory at the National Research Council: a small model of the upper part of the Bay of Fundy. This is the Cumberland Basin here, this is Shepody Bay, which goes up to Moncton. One of the sites Mr. Karas mentioned last week is the A8, the Cumberland closure. It is between these two points of land. To be able actually to do the engineering design of that structure, they will need some hydraulic model. But in the past you had to build a model to such a large scale, to include the whole tidal boundary effect, that really the engineering design parameters got lost in the very smallness of the scale.

**[Translation]**

A titre indicatif, je vous montre également les rayons solaires incidents qui, sur les océans, dissipent une énergie de  $10^{16}$  watts, ce qui est assez considérable. Je vous ai également dit que, dans le monde, on consommait en tout  $10^{13}$  watts d'énergie. Cette ligne pointillée juste au milieu vous donne la consommation type d'énergie d'une ville de 500,000 habitants. Cela vous donne un certain ordre de grandeur. Le problème de ce graphique c'est que les coordonnées sont calculées d'après une échelle logarithmique. Sur le graphique suivant, je viens de tracer une courbe d'après une échelle linéaire afin que vous vous représentiez un peu mieux les diverses sources d'énergie. Le premier c'est l'OTEC, le système de conversion de l'énergie hydrothermique de l'océan. On estime à environ  $10^{14}$  la valeur du gradient thermique. Vous constaterez que la ligne rouge est dix fois plus longue que la suivante, représentant la salinité et les vagues. La valeur des deux est estimée à environ  $10^{13}$  watts. Cela représente également la consommation mondiale actuelle donc, le potentiel énergétique de l'océan est dix fois supérieur à la consommation mondiale actuelle, ce que ces lignes montrent plus clairement. Vous comprendrez pourquoi les États-Unis dépensent beaucoup d'argent pour mettre au point cette technologie.

Ensuite, vous avez les marées, qui sont beaucoup moins importantes, mais elles sont quand même dix fois supérieures à la consommation canadienne, qui est de  $10^{11}$  watts. Ce petit point au bas du tableau représente la consommation canadienne actuelle, laquelle correspond au potentiel énergétique des courants. C'est simplement afin de vous donner un ordre de grandeur.

**M. Rose:** Comment êtes-vous arrivé à des données aussi précises, puisque chaque partie du tableau équivaut à un dixième de la partie précédente?

**M. Ploeg:** Ce n'est qu'une évaluation qui nous donne un ordre de grandeur. Il se peut que ce soit deux ou trois fois supérieur à  $10^{13}$ , mais, pour l'instant, c'est la meilleure évaluation possible avec les méthodes de mesure dont nous disposons. Ces chiffres ne représentent pas des valeurs absolues.

Je vais maintenant parler de chacune des sources d'énergie en commençant par l'énergie marémotrice. Comme il en a été question la semaine dernière, je n'entrerai pas trop dans les détails sauf pour souligner que le Conseil National de recherches a compris que si nous optons pour l'énergie marémotrice, nous devons être en mesure, le cas échéant, de reproduire sur modèle, et de façon plus exacte que jusqu'à présent, le mouvement des eaux à l'emplacement prévu pour la construction.

Vous apercevez présentement une reproduction à petite échelle de la partie supérieure de la Baie de Fundy, ce modèle se trouve dans les laboratoires du Conseil national de recherches. Vous avez le Bassin de Cumberland, puis la Baie de Shepody qui s'étend jusqu'à Moncton. La semaine dernière M. Karas a parlé du site A8, soit le Bassin de Cumberland, situé entre ces deux langues de terre. Il faudra établir un modèle hydraulique afin de pouvoir concevoir les devis techniques de cette structure. Par le passé il fallait construire un modèle à si grande échelle, incluant toute la région touchée par l'effet des marées, que les paramètres techniques se perdaient dans les détails.

## [Texte]

The problem was, how do you get a large model and at the same time include the whole of the Bay of Fundy. We have developed over the last few years, at the National Research Council, a new modelling system, usually referred to as a hybrid modelling system, which combines the mathematical model techniques with the physical model. What you are seeing here is only the physical part of a model system which includes a mathematical model running right out to the continental shelf. So whenever we build a dam in the Cumberland Basin in the model, the tidal boundary of the physical model will feed the information to the mathematical model, which will then take the information right up to the continental shelf and we can get accurate predictions of the engineering parameters we require for design.

Here is a picture of the model from the other side. This is the Cumberland Basin, which is the one recommended in the Fundy Tidal Power Review Board. This is the actual closure site here.

This is the real world, looking from the same angle. Here are the two points of land between which the dam is planned.

That is all I will say about tidal power. We have developed this new technology and are ready whenever it is required.

Going on to other sources of ocean energy in more detail, the first one was OTEC, ocean thermal energy conversion.

• 1555

This map of the world shows the difference in temperatures in degrees Celsius between the surface and the bottom, and as you see, Canada, being just about off the map, is not particularly well situated for this form of energy. Why I have included it, of course, is because it is such a very large resource. It is by far the largest. Most of it is available in international waters. Very few countries, the United States being one exception, actually have a large temperature gradient near their shoreline. Eventually this ocean energy source will be tapped from far off at sea, so it is definitely international for any country in the world to develop. So although the technology is estimated to be available by 1990, we do not estimate it to come on stream until the year 2010 because of political arrangements that have to be made about tapping energy out of the continental waters.

I should perhaps show a few diagrams next of the principle. There are large potentials here for industrial development, because these machines are truly very, very large. The typical concept is that you have a floating island which has very large heat exchangers. The warm water is pumped through one of the heat exchangers on one side, the cold water through the other, and you have a closed loop of ammonia between the two. The warm water evaporates the ammonia, which then drives the turbine; after that it condenses because of the cold water, and the cycle repeats itself.

## [Traduction]

La difficulté était de concevoir un grand modèle qui engloberait néanmoins toute la Baie de Fundy. Récemment, au Conseil national de recherches, nous avons mis au point un nouveau type de modèle qu'on appelle habituellement le modèle hybride, utilisant à la fois les techniques du modèle mathématique et celles du modèle physique. Vous apercevez là uniquement la partie matérielle du modèle, qui comprend un modèle mathématique et s'étend jusqu'au plateau continental. Dans ce modèle, si nous construisons un barrage dans le Bassin de Cumberland, nous fournirons au modèle mathématique tous les renseignements sur l'étendue des marées du modèle physique, ce qui nous permettra d'appliquer ces données jusqu'au plateau continental et, de cette façon, nous obtiendrons des prévisions exactes pour les paramètres techniques nécessaires à la conception.

Voici une photo du modèle prise sous un autre angle. Voilà le Bassin Cumberland, recommandé par le Bureau des études marémotrices de la Baie de Fundy, et voilà l'emplacement actuel du barrage.

Voilà le site, pris sous le même angle. Voilà les deux langues de terre entre lesquelles on prévoit construire le barrage.

Je n'en dirai pas plus au sujet de l'énergie marémotrice. Nous avons mis au point cette nouvelle technologie et nous sommes prêts à l'appliquer au besoin.

Passons aux autres sources d'énergie provenant de l'océan dont la première était la conversion de l'énergie hydrothermique de l'océan, appelée OTEC.

Voici une carte du monde qui vous montre la différence de température, en degrés Celsius, entre la surface et le fond; comme vous pouvez le constater, le Canada qui se trouve à la limite de cette carte, n'est pas particulièrement bien situé pour cette forme d'énergie. Si j'ai inclus ici cette source d'énergie, c'est qu'elle est extrêmement importante. C'est de loin la plus importante. Pour sa plus grande partie, c'est dans les eaux internationales qu'on la trouve. Rares sont les pays, à l'exception des États-Unis, pour lesquels la différence de température à proximité des côtes est importante. Si jamais elle est exploitée, cette énergie des océans le sera loin au large, donc nécessairement dans les eaux internationales. Par conséquent, bien que la technologie sera disponible dès 1990, nous ne pensons pas que cette source d'énergie sera exploitée avant 2010, du fait des accords politiques qu'il faudra conclure avant de pouvoir l'exploiter dans les eaux continentales.

Laissez-moi vous montrer quelques diagrammes qui vous permettront de mieux comprendre le principe. Sur le plan industriel, le potentiel de développement est énorme vu que ces machines sont vraiment immenses. Il s'agit, en fait, d'une île flottante au sein de laquelle interviennent de très importants échanges de chaleur. L'eau chaude est pompée par l'un des échangeurs et l'eau froide par l'autre; entre les deux, il y a circulation d'ammoniac en circuit fermé. Sous l'effet de la chaleur, l'ammoniac s'évapore, ce qui entraîne la turbine. Ensuite, il y a condensation du fait de l'eau froide, et le cycle se répète.



*[Text]*

You have to realize that we are talking here about very large amounts of water to be pumped. The water has to come from 1,000 metres deep, so we are talking about a floating island with an intake pipe that is 1,000 metres or 3,000 feet long, about 100 feet in diameter, forcing the water through these heat exchangers and producing energy. The cost of the moment is estimated to be about \$3,000 per kilowatt.

Next on the list is the salinity gradients.

**Mr. Gurbin:** Did you give the efficiency of that last machine?

**Mr. Ploeg:** Yes, I mentioned it in my previous talk. It is about 5 per cent.

**Mr. Gurbin:** 5 per cent.

**Mr. Ploeg:** It depends on the temperature gradient. For the temperature gradient at the equator it is about 5 per cent.

Here we have the two principles of getting the energy out of the salinity gradients. The first one is the principle of pressure-retarded osmosis. What we have here is fresh water going through a duct. The duct is made up of an osmotic membrane which is surrounded by salt water, so in spite of there being pressure against it the molecules will go through; you build up a higher pressure which will drive the turbine. Of course, you can imagine that if you want to have the flow of the St. Lawrence river or any of our large rivers going through a number of these tubes, the problems become very large indeed. First of all, the membranes have to withstand the pressure. The whole problem of biofouling, which is always happening in a marine environment, is truly immense. The principle is there. It works in the laboratory on the bench and eventually I am sure it will come on line, but it will take a long time. We expect the year 2050.

**Mr. Rose:** Is the attempt here to put fresh water through this membrane and, through the pressure created by the fresh cold water, to neutralize the solution, to equalize the solution?

**Mr. Ploeg:** Yes, that is basically the principle. If you have two bodies of water which are separated by an osmotic membrane, the physical law is that the freshwater molecules are forced to go through the membrane in spite of there being a higher pressure on the other side. I have a diagram on the next slide which will show it in a perhaps easier concept.

• 1600

At the bottom is a very simple method which is the electrochemical method. Again, if you have a fresh and a salt water solution, rather than have the whole molecules go through a membrane you can also have the ions exchanging, which is, of course, a potential for tapping the direct potential power, as in a battery. So you set up thousands of cells with fresh and salt water alternating with electrodes in between and you combine all the electrodes until you get a potential high enough to use. This is being followed up in Sweden at the moment. Again, it works on the bench but, again, the problems of flushing the amount of water through all these cells are very large.

*[Translation]*

N'oubliez pas que nous parlons de très importants volumes d'eau; l'eau doit être pompée à quelque 1,000 mètres de profondeur et, par conséquent, il s'agit d'une île flottante munie de tuyaux d'aménée de 1,000 mètres de long, soit 3,000 pieds, et de 100 pieds de diamètre, tuyaux qui amènent l'eau aux échangeurs de chaleur en vue de la production d'énergie. A l'heure actuelle, le coût est estimé à \$3,000 environ le kilowatt.

Nous arrivons ensuite au gradient de salinité.

**M. Gurbin:** Quel est le rendement de la dernière machine dont vous avez parlé?

**M. Ploeg:** Oui, j'y ai fait allusion précédemment. Il s'agit d'un rendement de 5 p. 100.

**M. Gurbin:** Cinq pour 100.

**M. Ploeg:** Il dépend de la différence des températures. Vu la différence des températures à l'équateur, ce rendement est de 5 p. 100.

Voici deux systèmes permettant d'extraire de l'énergie à partir de la différence des taux de salinité. Dans le premier cas, il s'agit d'une conversion d'énergie par osmose. Ici, l'eau douce passe par un tube fait d'une membrane osmotique et placé dans un milieu d'eau salée; ainsi, en dépit de la pression, les molécules vont traverser la membrane. C'est l'augmentation de la pression qui va entraîner la turbine. Vous vous doutez bien qu'il serait très difficile de faire passer le Saint-Laurent ou n'importe lequel de nos grands fleuves par de tels tubes. Tout d'abord, il faut que les membranes résistent à la pression. D'autre part, en milieu marin, il faut toujours faire face à l'immense problème des agressions des organismes vivants. Tel est donc le principe; il fonctionne en laboratoire, et je suis certain qu'il finira par être appliqué à échelle réelle, mais il faudra attendre longtemps. Nous pensons que cela se fera aux environs de 2050.

**M. Rose:** On cherche ici à faire passer de l'eau douce à travers cette membrane et, ainsi, à neutraliser la solution, n'est-ce pas?

**M. Ploeg:** Oui, c'est cela le principe. Quand vous avez deux volumes d'eau séparés par une membrane osmotique, les molécules d'eau douce sont entraînées à travers la membrane, en raison d'une loi physique, et en dépit de la pression plus élevée de l'autre côté. Le schéma suivant vous présentera la chose de façon plus facile, peut-être.

En bas, nous avons une méthode très simple, la méthode électrochimique. Nous avons ici une solution d'eau douce et une solution d'eau salée mais, en plus du passage des molécules d'une solution à l'autre, on peut aussi provoquer un échange d'ions pour recueillir de l'énergie électrique, comme dans une pile. Il est donc possible d'avoir des milliers de cellules munies d'électrodes et contenant alternativement de l'eau douce et de l'eau salée; en reliant toutes les électrodes, on peut utiliser l'énergie électrique ainsi produite. C'est une expérience qui se fait actuellement en Suède. Tout cela fonctionne à l'échelle expérimentale, mais l'écoulement de l'eau par toutes ces cellules pose des problèmes très importants.



## [Texte]

The next graph really shows in a very simple manner how one can realize this type of power. You can visualize a river coming into the ocean and normally the level of the river at the mouth, say, at the St. Lawrence, is equal to the mean tidal level of the ocean. Now, because the river is fresh and the ocean is salt and there is this osmotic pressure, you could dig a hole 700 feet deep at the bottom of the St. Lawrence and feed the whole St. Lawrence through your generators, which of course is an immense amount of power, a 700 foot drop and a discharge of about 300,000 cubic feet per second.

Then, after it has gone through the generator, you let the fresh water go into the osmotic membranes and, because the molecules like to mix with the salt water, in spite of that 700-foot head difference they will happily travel through there and you have extracted a large amount of power. So this is the basic principle, but, again, you can see that it is not a simple matter both from a civil engineering point of view and a membrane technology point of view. This illustrates very clearly the idea.

**Mr. Rose:** Is that a combination of the two?

**The Chairman:** Mr. Rose, if we start interrupting every two or three minutes... If the members agree, we could wait until the presentation is over.

**Mr. Rose:** Okay.

**Mr. Ploeg:** On the next vu-graph, we will go to ocean currents in a bit more detail. First of all is a map of the world showing the major ocean currents and, as I indicated already, most of these currents are less than half a metre per second. The most significant current in the world is the Gulf Stream which reaches a metre per second around the Florida coast. Unfortunately, just when it hits the Canadian border it veers off into the north Atlantic and the only current that we have is the Labrador Current, which happens to be a cold one, coming out of the Arctic and not only affecting our climate but carrying icebergs. So although the current is not all that strong, even if it were strong enough it would be very difficult to use that current for energy extraction. It would not be very feasible to mount large turbines in that current when icebergs interfere with those installations. On the west coast, the North Pacific Current is very, very weak along our coastline. It is only to the very far north corner of B.C.

So, really, this is not of all that interest to Canada. I am just depicting a few principles, just for interest's sake, and I will go through them very quickly. This is the one that is being followed up by the United States and, as you can see, it is truly very large. It is about 500 feet in diameter. It is a turbine that is moored, floating in the Gulf Stream current tapping the energy. The next one is a different principle.

**The Chairman:** Sorry, you have the Canadian one next?

**Mr. Ploeg:** Okay, go to the Canadian one, please.

So, as I said, this is not particularly of interest to Canada, but we have other currents. Instead of ocean currents we have river currents and tidal currents. At the moment, so far, we

## [Traduction]

Le schémas suivant vous montre une façon simple d'exploiter cette source d'énergie. Vous voyez un cours d'eau qui se déverse dans l'océan et, normalement, le niveau du fleuve à son embouchure, pour ce qui est du Saint-Laurent, par exemple, correspond au niveau moyen des marées. Il existe une pression osmotique au contact de l'eau douce et de l'eau salée; il serait possible de creuser un puits profond de 700 pieds sous le Saint-Laurent et de le faire passer par ces générateurs, ce qui représenterait une énergie immense, vu la hauteur de chute de 700 pieds et le débit de quelque 300,000 pieds cubes par seconde.

À la sortie des générateurs, l'eau douce traverse les membranes osmotiques et, en dépit de cette hauteur de chute de 700 pieds, les molécules d'eau douce vont se mélanger à l'eau de mer et vous aurez ainsi extrait une importante quantité d'énergie. Tel est donc le principe mais vous pouvez constater que du point de vue technique la chose n'est pas simple, pas plus d'ailleurs pour ce qui est de la technologie des membranes. Ce schéma vous montre clairement en quoi consiste ce principe.

**M. Rose:** C'est une combinaison des deux?

**Le président:** Monsieur Rose, si nous interrompons les témoins toutes les deux ou trois minutes... Si vous êtes d'accord avec moi, nous attendrons que l'exposé soit terminé.

**M. Rose:** Très bien.

**M. Ploeg:** Ce schéma-ci vous donne de plus amples détails sur les courants océaniques. Il s'agit d'une carte du monde où vous pouvez voir les principaux courants océaniques et, comme je l'ai déjà indiqué, la plupart de ces courants se déplacent à moins d'un mètre par seconde. Le plus important est la Dérive nord atlantique, qui atteint une vitesse d'un mètre par seconde à proximité de la côte de la Floride. Malheureusement, quand cette dérive atteint la frontière du Canada, elle tourne vers l'Atlantique Nord et le seul courant que nous ayons est le courant du Labrador, courant froid venant de l'Arctique qui, en plus d'avoir une incidence sur notre climat, charrie de nombreux icebergs. Ce courant n'est pas très fort mais, même s'il l'était, il serait très difficile de l'utiliser pour en extraire de l'énergie, il ne serait pas possible d'y installer des turbines vu les problèmes que poseraient les icebergs. Pour ce qui est de la côte ouest, le courant du Pacifique nord est très très faible. Il n'atteint que l'extrême nord de la Colombie-Britannique.

Par conséquent, tout cela n'intéresse absolument pas le Canada. Je ne fais que vous présenter quelques principes, à l'intention de ceux que cela intéresse, et je passerai rapidement. Voici ce que font les États-Unis et, comme vous le constatez, cette turbine est énorme, elle fait 500 pieds de diamètre environ. Il s'agit d'une turbine flottante ancrée dans la dérive nord atlantique dont elle exploite l'énergie. Pour ce qui est du schéma suivant, le principe est différent.

**Le président:** Je vous prie de m'excuser, s'agit-il maintenant du système canadien?

**M. Ploeg:** Le système canadien, très bien, le voici.

Comme je l'ai dit, tout cela n'intéresse pas le Canada en particulier mais nous avons d'autres courants. Au lieu des courants océaniques, nous avons les courants des rivières et

## [Text]

only have tapped our hydraulic power where we can build dams. There are many rivers or tidal currents where we cannot build dams because of the geography but there is still a lot of kinetic energy in the rivers or the tidal currents. So on this map—this was prepared under contract by a consultant—we have looked at some of the large rivers and evaluated the amount of power which is available. As you can see, typically they are up to 10 megawatts, and of course you can do that at many sites of the river, every time you build up a bit of pressure, a small head, you can cascade these installations along the river. The beauty of course of this is that it is a uniquely Canadian problem, where we have a very large country and where we have people living remotely from any other grids, and to bring power to these people is very expensive at the moment because of transportation of oil. This perhaps is a solution to our Canadian problem where we have lots of large rivers, and fortunately, most of the remote communities tend to be near the facility of the large rivers, and we can use these modest amounts of energy, like 6 or 10 megawatts, to supply the small villages with power, and that is competitive with the oil prices if the technology that we are working on at the moment indeed proves feasible.

## • 1605

The tidal currents are, of course, much larger; we are talking about much larger bodies of water. Typically around the Queen Charlotte Islands we have something like 2,000-1,900 megawatts, and of course, in the Bay of Fundy, we have almost 5,000 megawatts.

So this can be tapped by different devices; these are turbines that do not need dams. One of the ones that we are working on at the National Research Council in our own laboratory is a vertical-axis turbine which has symmetrically hydraulically-shaped blades so that we both benefit from the drag as well as the lift, like a sailboat, and as a matter of fact, this particular machine, the actual speed of the blades is three times the actual speed of the water, so you are really benefiting from the shape of the blades. This is working in our laboratory, we have had a contract to develop this, and the next contract will actually price the large-scale development. It can either be mounted from a floating barge, as is shown in this diagram, or it could be mounted from a fixed structure if there was one.

There are other ideas in the world; this is a uniquely Canadian one so far. In the United States they are experimenting with this vertical-lift translator, called the Schneider Lift Translator, which is like a venetian blind, which is set in the river, and really they are looking at that from a low and high-tide point of view. There is some civil engineering involved to build those. So it is somewhat similar to our idea, not quite as attractive to our northern type of country.

Next this is one that is also proposed in Canada by a private inventor, although it is also in a number of other countries; it has come up. It is the old paddle wheel made for very shallow rivers. It is a big cylindrical drum which is mounted across the river and really taps only a very small amount of the energy which is available. But again, if you only want a small amount

## [Translation]

ceux des marées. À l'heure actuelle, nous n'avons exploité que notre énergie hydraulique, par le biais de barrages. Pour des raisons géographiques, il y a beaucoup de rivières ou de zones côtières qui sont inexploitablement mais il n'en reste pas moins que ces rivières et ces marées contiennent une énergie cinétique énorme. Voici une carte, préparée par un groupe d'experts-conseils, où vous pouvez voir les principales rivières et les principaux fleuves canadiens, avec la quantité d'énergie disponible. Comme vous pouvez le constater, cela va jusqu'à dix mégawatts et, bien sûr, l'exploitation peut se faire à de nombreux endroits de la rivière, chaque fois que la pression est suffisante, dès qu'il y a une hauteur de chute acceptable. Les barrages pourraient s'étaler en cascade le long de la rivière. Il s'agit là d'une particularité canadienne; notre pays est immense, certaines localités sont éloignées des réseaux de distribution de l'électricité et il est coûteux de leur fournir de l'énergie en raison du prix du pétrole. Ainsi, en utilisant ces petites quantités d'énergie, de l'ordre de 6 à 10 mégawatts, il serait possible d'approvisionner les localités excentrées qui ont justement en général l'avantage de se trouver à proximité de telles sources d'énergie, qui concurrencent en outre fort bien le pétrole.

L'énergie des marées est bien sûr beaucoup plus importante. Aux alentours des îles de la Reine-Charlotte on trouve des puissances de 1,900 à 2,000 mégawatts et, dans la Baie de Fundy, de 5,000 mégawatts, presque.

Il y a différents moyens pour exploiter cette énergie; voici une turbine pour laquelle il n'est pas nécessaire de construire de barrage. Dans notre laboratoire du Conseil national de recherches, nous travaillons actuellement sur une turbine hydraulique à axe vertical dotée d'ailes portantes symétriques, ce qui nous permet de profiter tant de la force de traîne que de la force de poussée, comme un bateau à voile; je dois d'ailleurs dire que les ailes tournent à trois fois la vitesse de l'eau, ce qui montre que l'on profite particulièrement de leur forme. Tout cela fonctionne en laboratoire et l'on va maintenant établir le prix d'une telle expérience à échelle réelle. Ces ailes peuvent être montées soit sur une plate-forme flottante, comme c'est le cas sur ce schéma, soit sur une structure fixe, s'il en existe une.

Il s'agit là d'une idée uniquement canadienne. Il y en a d'autres de par le monde. Les États-Unis sont en train de faire des expériences avec cette courroie transporteuse de Schneider; Il s'agit en quelque sorte d'un dispositif ressemblant à un store vénitien que l'on envisage d'utiliser tant à marée haute qu'à marée basse. Une telle expérience exige certains travaux d'ingénierie. Cette idée correspond quelque peu à la nôtre, mais elle n'est pas aussi intéressante pour nos pays à caractère nordique.

Voici un système pensé par un inventeur canadien; il en existe aussi d'autres du même genre à l'étranger. C'est le principe de la roue à aubes pour les rivières peu profondes. Nous avons ici un tambour installé en travers d'une rivière et qui ne permet en fait d'exploiter qu'une toute petite partie de l'énergie disponible. Quoi qu'il en soit, quand on ne veut



## [Texte]

of energy, this might be more attractive than starting to burn oil.

I think we should see some slides now. Just to show again what goes on in the laboratory, this is an actual scale model of the vertical axis turbine; in this case, it has three blades, the centre shaft is three blades. Typically in the real world, this would be about 100 feet in diameter and 100 feet high. And in this case, it is mounted on a floating barge.

The next slide. Here you see the barge floating in a high discharge flume extracting power. In the middle of the barge you see actually the power take-up, so that we are actually simulating the generation of electricity.

The next slide. Here is a picture through the window of the flume which shows the turbine in motion. So this is being followed up as an active part of our research program, partly in our laboratory and partly by private industry.

The next and the final one is wave energy. As I said, probably on a worldwide scale most of the money is being expended on wave energy. This is the map of the world again, which globally lists the typical amounts of kilowatts per metre that exist around the coastlines. Right away you see that there is not too much wave energy around the equator. The winds tend to be very low in those areas, but in the northern parts of the Atlantic and the Pacific oceans, you may have as much as 100 to 90 kilowatts per metre. That is on a yearly average.

• 1610

Next, let us look at the Canadian scene. Of course, we have our east coast and our west coast wave climates which have been measured over the last five or six years and, if we ignore the individual measurements and just look at the bars which take into account the various measurements that have been taken both on the east and the west coasts, we find on the West Coast offshore and in deep water, we have typically about 100 kilowatts per metre averaged over the year. So over a total distance of 1,000 kilometres, which is the coast line of B.C., we have 100,000 megawatts of power in the ocean. If we extracted much closer to shore in shallower water, the figure reduces to 20 kilowatts per metre and we are down to about 22,000 megawatts. Of course, this is still a very large amount of energy—indeed, comparable to the whole of the Province of British Columbia.

On the East Coast over a distance of 2,000 kilometres and excluding the Labrador Sea because of the icebergs—perhaps we are a little bit optimistic in thinking we could put them as far as we have shown, but we wanted to get 2,000 kilometres in our coast line—we have 42,000 megawatts, all of which sounds very promising. But, if you look at the next slide, or the next *Vu-graph*, which is borrowed from the English studies—and as I said the U.K. has spent a great deal of money on this—the efficiencies of a wave energy extractor are rather bad. First of all, as you can see, there is a directional correction factor. I will not discuss them all individually, although we can perhaps do that if there is interest.

## [Traduction]

qu'une petite quantité d'énergie, un tel système est peut-être préférable à l'utilisation de pétrole.

Permettez-moi maintenant de vous présenter quelques diapositives pour vous montrer ce que nous faisons en laboratoire. Voici la turbine hydraulique à axe vertical, à échelle réduite; ici nous avons trois ailes rattachées à l'axe central. En vraie grandeur, une telle turbine mesurerait 100 pied de diamètre et 100 pieds de haut environ. Ici, elle est montée sur une plate-forme flottante.

Diapositive suivante. Voici la plate-forme flottante avec la conduite à grand débit qui permet d'extraire l'énergie. Au milieu de la plate-forme vous pouvez constater que l'on simule la production d'électricité.

Diapositive suivante. Voici une diapositive prise par la fenêtre de la conduite et qui vous montre la turbine en mouvement. Cette expérience fait partie de notre programme de recherches, tant au laboratoire que dans le secteur privé.

Nous arrivons enfin à l'énergie des vagues. Comme je l'ai dit précédemment, dans le monde entier c'est probablement à l'énergie des vagues que l'on consacre le plus de fonds. Voici à nouveau une carte du monde vous indiquant les moyennes annuelles de l'énergie des vagues, exprimée en kilowatts. Vous pouvez tout de suite constater que cette énergie est faible à l'équateur. Les vents sont en général assez bas dans ces régions mais au nord de l'Atlantique et du Pacifique, vous pouvez avoir jusqu'à 90 ou 100 kilowatts par mètre. C'est une moyenne annuelle.

Prenons maintenant la scène canadienne. Nous avons bien sûr mesuré depuis 5 ou 6 ans les vagues de la côte est et de la côte ouest, et si nous laissons de côté les mesures individuelles pour n'envisager que les colonnes qui tiennent compte de diverses mesures prises à la fois sur les deux côtes, nous nous apercevons qu'au large de la côte ouest et en eaux profondes, nous obtenons une moyenne pondérée sur l'année de 100 kilowatts par mètre. Donc, sur une distance totale de 1,000 kilomètres, qui représente la côte de Colombie-Britannique, l'océan nous donne 100,000 mégawatts. Si l'exploitation se faisait beaucoup plus près des côtes et en eaux moins profondes, le chiffre tomberait à 20 kilowatts au mètre, soit 22,000 mégawatts en tout. Cela reste évidemment une grande quantité d'énergie, d'ailleurs comparable à toute l'énergie de la Colombie-Britannique.

Sur la côte est, et sur une distance de 2,000 kilomètres, en excluant la mer du Labrador à cause des icebergs, peut-être sommes-nous un peu trop optimistes en plaçant ces installations si loin, mais pour 2,000 kilomètres de côte, nous obtenons 42,000 mégawatts, ce qui semble très prometteur. Par contre, la prochaine diapositive, empruntée aux études anglaises pour lesquelles le Royaume Uni a beaucoup dépensé, le rendement du convertisseur de l'énergie des vagues est assez piètre. Tout d'abord, vous voyez parmi les facteurs un coefficient de correction pour la direction. Je ne reprendrai pas tous ces éléments individuellement, sauf si cela vous intéresse.



## [Text]

What it all amounts to if we take all five factors together is that we have to reduce the total amount of power by a factor of 20 at the most pessimistic, or a factor of 5—so from 5 per cent up to 20 per cent is the efficiency—so, if you look at the bottom table there, our 100,000 megawatts in deep water on the west coast reduces to about 5,000 to 18,000 megawatts which is realizeable. Inshore, the 22,000 reduces to 1,100 to 4,000 and, on the East Coast, the 42,000 megawatts reduce to 2,000 to 7,000 megawatts which is, of course, a lot less attractive than those very large figures but is a lot more realistic.

This is the reason that we in Canada have not spent or have not tried to spend as much money on wave energy as perhaps in the U.K. We always felt that they were over-optimistic and, indeed, at the moment they are certainly coming down in their estimates of wave power while, of course, at the same time the kilowatt hour prices are going up of proposed schemes.

There are still other problems so this is not even the end of the story. The next *Vu-graph* unfortunately shows that this wave power does not all come at a nice uniform level. As I said, those figures I presented earlier were based on a yearly average. Now here you see the monthly averages over a number of years on the West Coast at Tofino in British Columbia where the wave power may vary from about 50 to 60 kilowatts per metre in the winter to less than 10 kilowatts per metre in the summer. In itself of course, that is not so bad, because in the winter we need the power more than in the summer. However, it means that you have to design your machine for a great variation of wave power that will be exerted on it, making it less efficient. If I even look at it a little bit more closely—not on a monthly average but on a three-hour average which is the typical time over which we make wave measurements—then this is a series of three-hour measurements again taken at Tofino on the West Coast and each of those points of analysis is a three-hour record which shows the highest point in the graph at over 500 kilowatts per metre.

Now, at that time I guarantee you are not extracting power; 500 kilowatts per metre is so much that you are lucky if your machine survives. You will completely shut down and hope for the best. Of course, in your annual average it is those high peaks that bring up the estimates.

• 1615

One of the contracts we are handing out to private industry at the moment—evaluate a particular machine and ask at what level you have to shut down; at what level do I have to ignore wave energy and hope I survive? We have not been able to do that yet, but we certainly pay that kind of attention to these records, and it is showing us that we have problems.

Could we go to the slides next? Just to get a quick overview on some of the wave activities to put us in the right mood. This is the type of wave action we wish we had all the time—a nice, uniform swell, beautiful to extract power from, and if that

## [Translation]

Le résultat, si nous prenons les cinq facteurs ensemble, et qu'il nous faut réduire la quantité totale d'énergie de 20 p. 100 au pire—ou du moins de 5 à 20 p. 100—Donc, si vous considérez le dernier tableau, nos 100,000 mégawatts en eaux profondes sur la côte ouest tombent entre environ 5,000 et 18,000 mégawatts, ce qui est réalisable. Sur la côte, les 22,000 mégawatts tombent entre 1,100 et 4,000 mégawatts et, sur la côte est, les 42,000 mégawatts tombent entre 2,000 et 7,000 mégawatts ce qui, bien sûr, est beaucoup moins intéressant que les chiffres très importants d'abord indiqués, mais ce qui est également beaucoup plus réaliste.

C'est pourquoi au Canada nous n'avons pas dépensé autant d'argent qu'au Royaume Uni pour l'énergie de la houle. Nous avons toujours pensé que le Royaume Uni était trop optimiste et il diminue d'ailleurs aujourd'hui ses prévisions alors que, parallèlement, le prix du kilowatt-heure augmente.

Il y a encore d'autres problèmes, si bien que ce n'est pas même là la fin de l'histoire. Malheureusement, la prochaine diapositive montre que cette énergie des vagues n'est absolument pas produite de façon uniforme. Comme je l'ai dit, les chiffres donnés tout à l'heure se fondaient sur une moyenne annuelle. Vous voyez maintenant les moyennes mensuelles sur un certain nombre d'années à Tofino, sur la côte ouest en Colombie-Britannique où l'énergie des vagues peut osciller entre 50 ou 60 kilowatts par mètre en hiver et moins de 10 kilowatts par mètre en été. En réalité, ce n'est pas mal en soi car en hiver il nous faut plus d'énergie qu'en été. Toutefois, cela signifie que la machine doit être conçue pour tenir compte d'une grande variation de l'énergie en question si bien qu'elle en sera moins rentable. Si j'examine la chose encore d'un peu plus près, non pas en tenant compte d'une moyenne mensuelle mais d'une moyenne calculée sur trois heures, soit la période normale sur laquelle nous mesurons les vagues, nous avons cette série de mesures prises également à Tofino sur la côte ouest et chacun de ces points d'analyse donne le record sur trois heures, donc le point le plus élevé sur le graphique, qui est de plus de 500 kilowatts par mètre.

Maintenant, je vous garantis que vous ne pouvez alors extraire de l'énergie; avec 500 kilowatts par mètre, vous avez de la chance si votre machine résiste. Vous fermez tout et vous vous mettez en prière. Il est évident que dans la moyenne annuelle ce sont ces pointes qui relèvent les prévisions.

Un des contrats que nous offrons actuellement au secteur privé porte sur l'évaluation d'une machine servant à déterminer le niveau auquel il faut tout arrêter; à quel moment faut-il oublier l'énergie des vagues et se contenter d'espérer de survivre? Nous n'avons pas encore réussi à le faire mais c'est certainement le genre de choses que nous examinons et c'est ce qui montre que nous avons des problèmes.

Peut-on passer à la diapositive suivante? Voilà un rapide aperçu du genre de vagues qui se présentent. D'abord celle que nous souhaiterions avoir tout le temps, une belle ondulation uniforme, produisant facilement de l'énergie. Si c'était ce que

## [Texte]

were running at our coastline all the time, I am sure we would be tapping that source of energy now.

The next slide. Unfortunately that is the type of wave most familiar to most of us—very high breaking waves, and anybody will immediately realize it is difficult to master the engineering of putting something in there that will not only survive, but extract power.

The next slide. Here is an example of what has been done, and Canada is part of this project. This is in the Sea of Japan; this is the Kaimei, a very large wave-energy-extracting buoy. Five countries take part in this through the International Energy Agency and Canada, as one of the partners, is responsible for the data analysis. This buoy has been out in the sea for two years now, two winters, and indeed power has been extracted and fed back into the grid in Japan. It also has shown us that the cost—and of course, perhaps this is not a real cost because it is a prototype—but the cost is phenomenal. The kilowatt hour price is well over \$1; anyway, it has been done, and as you can see, it has survived, although it has suffered severe damage during some of the typhoons.

Next. Here are some of the ideas that are being followed up in the United Kingdom. This is the most well-known device, the Salter Duck. I will not say much about it; it is well publicized in many publications, but I thought you might just like to have a quick look at how they look from an artist's conception.

Next. This is the Cockerell Raft, one of the other contenders. They are, of course, hinged platforms that when the wave action makes them move independently, the hinging action drives a hydraulic pump which can be used for generating power.

Next. This is the Russell Rectifier which is a bottom-mounted structure. During the high crest of the wave, the water is trapped in the high basin and discharged through and turbinized into the low basin, which discharges back into the sea during the trough. It is a nice concept, but a very limited amount of power can be obtained from a very expensive structure.

On the other hand, if you have to build a breakwater, which in many cases is necessary because of coastal engineering problems, this might be a way to build it. If you have another reason to build a structure, you can write off your cost to that and get power at a reasonable level.

Next. This is an idea that also has come up in our laboratory, the oscillating water column, except here it is in a very large floating pontoon. It is interesting that these people in the United Kingdom now also have come to the conclusion that this would work much better as a bottom-mounted structure, which is indeed what we are doing in our own laboratory. This is an air column which is being forced by the wave like an organ pipe, so if you tune it right, you get resonance. You put an air turbine in the air column and you can extract power. Again, if you have to build a breakwater, this should be

## [Traduction]

nous présenteraient tout le temps nos côtes, je suis sûr que nous exploiterions déjà cette énergie.

Voilà malheureusement le genre de vagues que nous voyons le plus souvent, de très hautes vagues déferlantes et n'importe qui peut comprendre qu'il est difficile de maîtriser la technique nécessaire pour construire quelque chose qui non seulement résiste mais permet de capter de l'énergie.

Diapositive suivante. Voilà un exemple de ce que l'on a fait et le Canada participe à ces travaux. Cela se trouve dans la mer du Japon, il s'agit de l'énorme bouée de Kaimei qui sert à capter l'énergie des vagues. Cinq pays ont participé à sa conception dans le cadre de l'Agence internationale de l'énergie, et le Canada est responsable de l'analyse des données. Cette bouée est en mer depuis deux ans maintenant, deux hivers, et elle a permis de récupérer de l'énergie qui a été amenée jusqu'au Japon. Cela nous a d'autre part montré que le coût, et ce n'est peut-être évidemment pas le coût réel puisqu'il s'agit d'un prototype, mais que le coût est phénoménal. Le prix du kilowatt-heure dépasse nettement un dollar; de toute façon, c'est fait et, comme vous le voyez, les installations ont résisté même si elles ont sérieusement été endommagées dans certains typhons.

Diapositive suivante. Voici certaines des idées suivies au Royaume-Uni. C'est le système le mieux connu, le «duck» de Salter. Je n'en dirai pas grand chose; on en a beaucoup parlé dans de nombreuses publications, mais je pensais que vous voudriez peut-être en avoir un aperçu rapide, pour l'esthétique.

Suivante. Il s'agit là du radeau de Cockerell, autre prototype. Ce sont bien sûr des plateformes articulées qui actionnent une pompe hydraulique selon le mouvement que la vague imprime à chacune. Ces pompes peuvent être utilisées pour produire de l'électricité.

Suivante. Il s'agit là du rectificateur de Russell, qui est une structure construite au fond de l'eau. Lorsque la vague atteint sa crête, l'eau vient remplir le réservoir supérieur, puis elle se déverse, en actionnant une turbine, dans le compartiment inférieur qui, à son tour, la renvoie dans la mer lorsque la vague atteint son creux. C'est une idée intéressante mais très coûteuse et qui ne permet de récupérer qu'une quantité limitée d'énergie.

Par ailleurs, si l'on doit construire un brise-lames, comme c'est très souvent nécessaire à cause de problèmes techniques sur la côte, c'est peut-être une façon de le construire. Cela permet évidemment d'amortir le coût de construction, ce qui rend le coût de production d'énergie plus raisonnable.

Suivante. C'est là également une idée que nous avons eue à notre laboratoire, il s'agit d'une colonne d'eau oscillante mais c'est ici un très grand ponton flottant. On constate avec intérêt que le Royaume-Uni a également jugé que cela fonctionnerait beaucoup mieux si c'était installé au fond de la mer, et c'est justement ce que nous faisons dans notre laboratoire. C'est une colonne d'air pulsée par la vague, comme dans un tuyau d'orgue, et en la réglant bien, cela résonne. Une turbine placée dans la colonne d'air permet de capter l'énergie. Là encore, s'il faut construire un brise-lames, c'est ce qu'il faudrait envisager



## [Text]

considered in this day and age rather than to try and build something just to absorb the energy and to withstand it.

Next. Again in our laboratory, here is an example of another idea. This is done by the Nova Scotia Technical College. I heard lately they have changed the name to the technical university of Nova Scotia. This is again a contouring raft, slightly different from the United Kingdom idea. This one is adjustable in length. The pontoons—see there are two floats, this is one of them and there is the other one—the two independent parts of the one float can be adjusted in length so you can tune the raft to different wave periods. As you can see, in our laboratory this already looks pretty hectic to make that survive mechanically. And, indeed, they had a few surprises even in that small model, and these waves were not very high.

• 1620

Next, here is another example of the other model hinging in the other direction.

Next, and I like to show these slides because it really shows what wave energy is all about. This is a very large structure in Portugal in Sines.

Next slide, just to give you the right perspective, those are concrete units called Dolos units. They are 42 tons each and were built as a breakwater 2 kilometres out to sea to create a harbour south of Lisbon.

Next, in February 1978 they had a storm—I apologize for the quality of these pictures but they are reproduced from Polaroid photographs. As you can see, this is the mean water level. The height of the wall is 20 metres, about 60 feet, so the waves hitting the wall on the other side, in this case, are about 250 feet high.

Next, that particular wave is over 300 feet high; at least, the wave itself is about 8 metres high but the water splashing up against the wall was 300 feet high.

Next, this is what the structure looked like after the storm was over, it shows you why we do not have any wave energy extractors out in the ocean at the present time. If this kind of massive concrete reinforced structure looks like this, then obviously any mechanical linkages that are necessary to extract wave power have to be better designed than what we can do at the present time.

This concludes the facts and figures. I hope I have given you not only a global estimate of what is available but also a feeling of what is technically available at the present time.

**Mr. MacBain:** I hope those photographs of the beaches will have a nice effect on Mark Rose.

**The Chairman:** We thank you, Mr. Ploeg, that was a very, very interesting presentation. I would like to compliment you on it and as well on the fact that the text you submitted to the committee is in both of Canada's official languages. Thank you very much.

Gentlemen, Mr. Gurbin and Mr. Rose bootlegged some questions in during the presentation. Perhaps we could recognize them in that order. Mr. Gurbin and then Mr. Rose.

## [Translation]

à notre époque au lieu de construire quelque chose qui ne servirait qu'à absorber l'énergie et à y résister.

Suivante. Toujours dans notre laboratoire, encore une autre idée. Celle-ci vient du Collège technique de Nouvelle-Écosse. J'ai récemment entendu dire que ce collège porte maintenant le nom d'université technique de Nouvelle-Écosse. C'est encore une sorte de radeau articulé, un peu différent du modèle du Royaume-Uni. Ici, la longueur est ajustable. On peut donc régler le radeau, les pontons, les deux parties indépendantes d'un flotteur selon la fréquence des vagues. Vous voyez les deux flotteurs, un ici et l'autre là. Vous constaterez que dans notre laboratoire il semble déjà très difficile de construire quelque chose qui résisterait. En fait, il y a en quelques surprises, même pour ce petit modèle, alors que les vagues n'étaient pas bien hautes.

Voilà un autre exemple alors que l'articulation va dans l'autre direction.

Suivante, et j'aime projeter ces diapositives car elles montrent bien ce qu'est l'énergie des vagues. Il s'agit là d'une énorme installation à Sines, au Portugal.

La prochaine diapositive veut simplement vous donner un ordre de grandeur, il s'agit de modules de béton appelés Dolos. Ils pèsent 42 tonnes chacun et ont été construits comme brise-lames à 2 kilomètres des côtes pour faire un port au Sud de Lisbonne.

Diapositive suivante. En février 1978, il y a eu une tempête—excusez la qualité de ces photos, mais il s'agit de reproductions, à partir de clichés Polaroid. Vous voyez là le niveau d'eau moyen. Le mur fait 20 mètres de haut, soit environ 60 pieds, si bien que les vagues heurtant le mur de l'autre côté, font environ 250 pieds.

Suivante. Cette vague a plus de 300 pieds de haut; la vague elle-même a environ 8 mètres de haut mais après avoir rebondi sur le mur, elle atteint jusqu'à 300 pieds.

Suivante. Voilà ce qu'il restait après la tempête; cela montre pourquoi, à l'heure actuelle, nous n'avons pas d'extracteurs d'énergie des vagues dans l'océan. En effet, si ce genre de construction en béton armé ne résiste pas plus que cela, il est évident que tout élément mécanique nécessaire à l'extraction de cette forme d'énergie devra être conçu différemment de ce que nous pouvons faire aujourd'hui.

Voilà tous les chiffres et les détails que je voulais vous donner. J'espère vous avoir présenté non pas simplement une évaluation globale de ce qui existe mais également une idée de ce que la technique nous offre aujourd'hui.

**M. MacBain:** J'espère que ces photographies des plages auront l'effet voulu sur Mark Rose.

**Le président:** Nous vous remercions, monsieur Ploeg, c'était très intéressant. Je vous félicite également de nous avoir présenté un texte dans les deux langues officielles du Canada. Merci beaucoup.

Messieurs, M. Gurbin et M. Rose se sont retenus de poser certaines questions au cours de l'exposé. Peut-être pourrions-



[Texte]

**Mr. Rose:** Do you always recognize bootleggers first?

**Mr. Gurbin:** Maybe you will not take the time now, but that is an interesting point. It seems to happen every time in the technical parts of the explanation as we go along, and I agree we should not ask other questions, but it is pretty hard sometimes to come back to that same technical point for explanation.

**The Chairman:** Perhaps it is something that we could discuss. If members feel that it is better to interrupt the proceedings while a particular slide or whatever is being shown, perhaps we could agree on that, but you would have to do it through the Chair so other members would know what has been asked and would know what the discussion is all about.

**Mr. Gurbin:** I agree. Thank you.

I really enjoyed the presentations it is an area where I do not have any other reading or knowledge. I wondered, if we put that wall across the St. Lawrence, how the boats would make it out to the ocean?

**Mr. Ploeg:** Oh, well, we could certainly build locks. That is a minor point.

**Mr. Gurbin:** We could get around it then. That was a very light question.

Every time I have seen any of the units for conversion it seems always to be through electricity. I guess the oldest power we have is mill power and I guess most of Ontario and, in fact, Canada is built on the basis of a mill beside a stream. Do you have any comment on that or on the opportunities that might exist in direct mechanical power instead of conversion to electricity?

**Mr. Ploeg:** If you are in areas where you can use mechanical power like the sawmill of the old times, of course, this is a much more ideal situation because you do not have to go through another medium. In the oceans, of course, we are stuck.

• 1625

At the moment there is no actual development there. As a matter of fact, to bring the power in whatever form from many of those resources is a major problem because cables are certainly not all that an effective way of moving power. It is probably the most effective way we know of at the present time, but what we are talking about is, again, moving it out of an ocean environment. That cable has to come on shore and there are all kinds of beach erosion problems and long-distance problems. Obviously, tying into the other area you are looking into, hydrogen storage fits very largely in this. If we ever go into OTEC internationally, and I have hinted at this, that is the way to go, and it ties into hydrogen, because that is one way to get the energy actually where we want it.

**Mr. Gurbin:** You have just answered my second question. You led into it very nicely. I do not know if there is any more

[Traduction]

nous leur donner la parole dans cet ordre. M. Gurbin, puis M. Rose.

**M. Rose:** Donnez-vous toujours la parole en vous fondant sur ce genre de considérations?

**M. Gurbin:** C'est en effet assez intéressant. Cela arrive à chaque fois qu'il y a des explications techniques, et si bien entendu nous ne devons pas poser d'autres questions, je trouve qu'il serait quelquefois plus pratique de pouvoir demander quelques explications d'ordre technique au fur et à mesure de la présentation.

**Le président:** Peut-être pourrions-nous en effet en discuter. Si le député estime qu'il est préférable d'interrompre la présentation de diapositives ou autres, peut-être serait-ce possible, mais il faudrait de toute façon le faire en vous adressant au président pour que les autres membres du Comité puissent savoir ce dont vous parlez et comprendre le cours de la discussion.

**M. Gurbin:** Je suis d'accord. Merci.

J'ai beaucoup apprécié cet exposé car c'est un domaine que je ne connais absolument pas. Je me demandais ce que feraient les bateaux si nous construisions ce mur dans le Saint-Laurent.

**M. Ploeg:** On pourrait certainement construire des écluses. C'est un détail.

**M. Gurbin:** On pourrait donc contourner un problème. C'était une question posée très à la légère.

Chaque fois que je vois des convertisseurs, c'est toujours, semble-t-il, pour produire de l'électricité. La forme d'énergie la plus ancienne doit en effet être celle des moulins, du moins pour la majeure partie de l'Ontario et certainement du Canada, le moulin étant construit près d'un cours d'eau. Avez-vous un avis là-dessus ou sur les possibilités de produire directement de l'énergie mécanique plutôt que de l'électricité?

**M. Ploeg:** Lorsque vous pouvez utiliser de l'énergie mécanique comme dans les scieries d'autrefois, il est évident que c'est de beaucoup préférable car il n'y a pas besoin d'autres intermédiaires. Dans les océans, évidemment, nous n'avons pas le choix.

À l'heure actuelle, il n'y a pas vraiment d'évolution. D'ailleurs, récupérer l'énergie, sous n'importe quelle forme, de la plupart de ces ressources pose un grave problème car les câbles ne sont pas un mode de transport vraiment efficace dans ce cas. C'est le meilleur mode que nous connaissions en ce moment, mais n'oubliez pas qu'il faut extraire cette énergie d'un océan. Il faut que le câble soit relié à la côte et des tas de problèmes d'érosion et de distance se posent. C'est aussi lié à d'autres questions que vous étudiez, par exemple l'emmagasinement de l'hydrogène. Si jamais nous nous lançons dans la CEHO, dans les eaux internationales, et je crois avoir dit que c'était la bonne façon de procéder, nous devons nous occuper des problèmes que crée l'hydrogène car c'est l'une des façons d'amener l'énergie là où nous en avons besoin.

**M. Gurbin:** Vous venez de répondre à ma deuxième question, tout naturellement d'ailleurs. Je ne sais pas s'il y a autre

## [Text]

to say about that, but it seems as though when you go to electricity you have a common denominator in the electron and you are also now talking about a method of transfer that is economical and possible, I think.

**Mr. Ploeg:** Yes.

**Mr. Gurbin:** Is there a relationship, when we are talking about oceans, to geothermal energy in any way?

**Mr. Ploeg:** I guess some of the principle is the same except that when we are talking of geothermal energy, again it is a low grade of heat which we like to use for our first supplies such as heating of water or heating our homes, rather than actually transferring it into a higher form of energy for transportation or other processes. One could use geothermal energy similarly to the heat pump idea and, of course, generate electricity. But at the present time, if your geothermal source is near a community, it is much more logical to use it directly rather than to go through these intermediate steps.

**Mr. Gurbin:** The inefficiencies will come in there. But some of the technology . . .

**Mr. Ploeg:** Again, if it is in a very remote area then obviously we have to go through some other step to use it where we need it.

**Mr. Gurbin:** That was part of the question, and the second half is the technology. I was wondering if we advance in this direction do we have an opportunity to at the same time take advantage of it in other ways?

**Mr. Ploeg:** Yes and no. The basic technology is the same but the fact that you are in a salt water environment . . . Just for interest's sake, one of the big problems with salt was the corrosion. The heat exchanges in the OTEC plant, how do you protect them from corrosion? One of the proposals at the present time is to use titanium. One OTEC plant of 400 megawatt capacity will require the same amount of titanium as is being used in the whole of the United States per year and, of course, there is a real competition with the aircraft industry; there is only so much titanium.

**Mr. Gurbin:** I missed OTEC. What is OTEC?

**Mr. Ploeg:** It is ocean thermal energy conversion.

**Mr. Gurbin:** Is that an international group you are talking about?

**Mr. Ploeg:** No, that is the basic principle of ocean thermal energy conversion. It is usually referred to as OTEC.

**Mr. Gurbin:** Okay. One degree temperature change over the ocean, why did you arrive at that figure and would there be an opportunity in confined areas of treating that differently?

**Mr. Ploeg:** In confined areas, yes. The one degree is the change that has been accepted internationally by the meteorologists and oceanographers collectively as an acceptable change without changing the major régime in both the oceans as well as the weather patterns. Now, if you are in a closed environment, and one of those environments could be a hydro-electric reservoir, it is well known that, say, the large

## [Translation]

chose à ajouter. Toutefois, il semble que lorsqu'on fait la conversion en électricité, on se retrouve avec un dénominateur commun qui est l'électron. Vous parlez aussi d'une méthode de transfert économique et faisable.

**M. Ploeg:** Oui.

**M. Gurbin:** Y a-t-il une relation entre les océans et l'énergie géothermique?

**M. Ploeg:** Le principe est le même, en gros, sauf que l'énergie géothermique fournit un faible degré de chaleur dont nous préférons nous servir pour chauffer l'eau ou les maisons et non pas pour la convertir en une énergie plus puissante servant au transport ou à d'autres fins. On pourrait évidemment convertir cette énergie en électricité grâce à quelque chose comme une pompe à chaleur. A l'heure actuelle, si votre source d'énergie géothermique se trouve très proche d'une localité, il est beaucoup plus logique de s'en servir telle quelle plutôt que de lui faire subir des étapes intermédiaires.

**M. Gurbin:** C'est ainsi que les faiblesses se créent. Une partie de la technologie . . .

**M. Ploeg:** Évidemment, si cette source se trouve dans une région passablement isolée, il faudra lui faire subir au moins l'une de ces étapes si vous voulez vous en servir là où vous en avez besoin.

**M. Gurbin:** Vous avez répondu à la première partie de ma question, je voudrais maintenant parler de la technologie. Si nous faisons beaucoup de progrès dans ce domaine, pourrions-nous également en profiter autrement?

**M. Ploeg:** Oui et non. La technologie de base est la même mais comme vous vous retrouvez dans l'eau salée . . . Vous savez, l'un des plus graves problèmes que cause le sel, c'est la corrosion. Comment peut-on protéger de la corrosion les échangeurs de chaleur d'une centrale de CEHO? On a déjà proposé d'utiliser le titane. Une seule centrale d'une puissance de 400 mégawatts aura besoin d'autant de titane qu'en utilisent les États-Unis en un an. En outre, il y a la concurrence de l'industrie aéronautique. Le titane n'est pas une ressource inépuisable.

**M. Gurbin:** Et la CEHO, qu'est-ce que c'est?

**M. Ploeg:** C'est la conversion de l'énergie hydrothermique des océans.

**M. Gurbin:** S'agit-il d'une association internationale?

**M. Ploeg:** Non, c'est le principe fondamental de la conversion de l'énergie hydrothermique des océans. On la désigne en général par cette abréviation.

**M. Gurbin:** Bien. Comment êtes-vous arrivé à cette différence de température d'un degré dans l'océan? Est-ce que cela pourrait être différent dans les endroits où l'eau est confinée?

**M. Ploeg:** Oui. Cette variation d'un degré est reconnue internationalement par les météorologues et océanographes comme une variation qui ne changerait rien ou presque au régime des océans et au climat. Si vous êtes dans un endroit fermé, par exemple dans un réservoir hydro-électrique, comme dans le cas des grands réservoirs en deçà des barrages de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, la couche de sant



## [Texte]

reservoirs behind the dams in Alberta or in B.C. during the summer build up a very large thermocline, the surface water is 15 to 16 degrees higher than the bottom. But in those areas, of course, we could easily reduce the temperature by a much greater amount because it is a very small body of water and we are not going to effect the climate. The problem there is that it is a smaller temperature difference so the efficiency goes down. Typically for a reservoir the efficiency will be 1.5 per cent to 2 per cent and it is a limited amount of water. On the other hand—there is always a pro and a con, or at least there is a con and a pro—the advantage is that you have all your superstructure, your transmission lines and your electrical generating equipment are already there.

• 1630

It is certainly a source of energy that we are keeping an eye on. You can only do so much. We keep an eye on what is going on in the development and if it becomes applicable to the hydroelectric power plants, the reservoirs, then certainly this will be very much of interest to us in Canada.

**Mr. Gurbini:** Is the ocean heating up now?

**Mr. Ploeg:** It is in balance. It is not heating up any longer on small scale. There is as much convection of heat back to the atmosphere as there is being input.

**Mr. Gurbini:** So it is in balance.

**Mr. Ploeg:** It is in balance at the moment, yes. Apart from the over-all cycles, of course.

**Mr. Gurbini:** Do not spend too long on this one, please, but is there any opportunity for controlled, say, thermal nuclear discharge for changing temperature gradings in a confined area, and taking advantage of that? the Americans are in fact doing something like that in the desert, I think, or they have the opportunity.

**Mr. Ploeg:** I am not aware of that. I would not know how to comment on that.

**Mr. Gurbini:** The limiting factors of political acceptance: you commented on the first part of it. What are the limiting factors, in your opinion, of when this is politically and industrially accepted? I think that is a fair question, Mr. Chairman, is it not? I think we decided that it is.

**The Chairman:** Would you repeat it, please?

**Mr. Gurbini:** What the limiting factors are on political and industrial acceptance.

**The Chairman:** It is included in his brief so I believe the witness can answer.

**Mr. Ploeg:** Political acceptance means international agreements. If I am going to take hot water or cold water or energy out of the ocean somewhere around the equator, who is going to govern my operation? At the moment it is not governed by any law that I know of, so the only countries that are working on this principle at the moment are those countries that have it within their own jurisdictions right off shore. In other areas of ocean energy, even our Bay of Fundy, if we take power out of the Bay of Fundy we are going to affect the tides in other parts

## [Traduction]

s'épaissit au cours de l'été, si bien que la température de surface est de 15 à 16 degrés plus élevée que la température de fond. On pourrait facilement abaisser la température dans ces endroits car il s'agit d'une petite étendue d'eau qui n'aurait aucun effet sur le climat. Le problème c'est que lorsque l'écart de température est moindre, car la rentabilité est moins grande. En moyenne, la rentabilité d'un réservoir est de 1.5 à 2 p. 100 mais il s'agit d'un volume d'eau limité. Comme il y a toujours des avantages et des inconvénients, l'avantage dans ce cas, c'est que toute la superstructure, les lignes de transmission et les groupes électrogènes sont déjà installés.

C'est une ressource énergétique que nous ne perdons pas de vue. On ne peut pas tout faire. Nous suivons les progrès et si jamais cela pouvait s'appliquer aux centrales hydroélectriques, aux réservoirs, ce serait certainement très intéressant pour le Canada.

**Mr. Gurbini:** La température des océans est-elle en hausse?

**Mr. Ploeg:** Il y a équilibre. Les océans ne se réchauffent plus localement. La convection de la chaleur est proportionnelle à l'absorption.

**Mr. Gurbini:** Il y a donc équilibre.

**Mr. Ploeg:** A l'heure actuelle, oui. Il y a bien entendu les cycles complets.

**Mr. Gurbini:** Pouvez-vous rapidement me dire s'il serait possible d'utiliser l'énergie thermonucléaire pour modifier les gradients thermiques des eaux confinées afin d'en tirer profit? Les Américains font quelque chose du genre dans le désert, je crois.

**Mr. Ploeg:** Je ne suis pas au courant de cela. Je ne suis pas en mesure de faire des commentaires.

**Mr. Gurbini:** Il semble qu'il y ait des problèmes politiques. Vous avez déjà parlé de cela. A votre avis, quand croyez-vous que cela sera accepté par les politiciens et les industriels? Il me semble que je puis poser cette question, n'est-ce pas monsieur le président?

**Le président:** Auriez-vous l'obligeance de la répéter s'il vous plaît?

**Mr. Gurbini:** Qu'est-ce qui empêche que cette méthode soit acceptée par les politiciens et les industriels?

**Le président:** Il en est question dans le mémoire du témoin; je crois donc qu'il peut vous répondre.

**Mr. Ploeg:** J'entends par reconnaissance politique la signature d'ententes internationales. Si j'ai l'intention d'aller chercher dans les océans, quelque part à l'équateur, de l'eau chaude, de l'eau froide ou de l'énergie, qui va réglementer mon exploitation? A l'heure actuelle, aucune loi, aucune législation ne régit ce type d'exploitation et les seuls pays qui fassent des recherches sont ceux pouvant appliquer le principe dans leurs eaux territoriales. Même une usine marémotrice dans notre Baie de Fundy affecterait la marée dans d'autres coins du



*[Text]*

of the world. You have got a very small plant only in the United States, and of course we have to come to an agreement, which is not going to happen overnight. An international arrangement of that magnitude will easily take 10, 20 years to accomplish.

So that is the political involvement of any of these schemes. The amounts of power are so large that it is not just a local effect; there are international implications.

As for the social or the industrial maturity, it does not matter that I can build one windmill that works on the Magdalen Islands; unless I can prove that I can maintain this windmill for five or six years or that I can run these things off the mill as a fairly routine process, I am not going to find an industry that will accept the risk of building these. So normally, depending on the size of investment, the complication of the technology, we see a ten- or twenty-year period between the prototype demonstration, as we call it, and the commercial acceptance.

Until we get an industry that says, Yes, I am interested, I am going to invest money on my own and make a profit, we have to demonstrate that it works; we have to show that it is reliable, that it will work. Solar energy is the real example at the moment. I do not think we have really demonstrated that solar energy is a reliable source. There are too many things going wrong. No large industry has jumped in there and said, I am going to build those things. We are still in that demonstration era, and in ocean energy I can see that this is going to be longer because we are talking about much larger investments.

**Mr. Gurbin:** I guess part of that question, which I think is appropriate because of the decision we made before, is whether or not Canada is taking the kind of initiative that you think we need to take to achieve the goal, if that is our goal, or whether the goal has been decided on. In the narrower political sense, what we are doing or what we are not doing.

**Mr. Ploeg:** It is hard for me to comment on that one, I guess. It is very political. I certainly would like to see Canada take a more aggressive lead in the tidal power business because of that. That is the first one that I think we will be faced with. In the other ones perhaps we will be more or less following rather than leading, but in tidal power I think we have a chance to lead. As a matter of fact, it would be to our benefit if we were leading.

• 1635

We have just lost industrially a large contract to France, internationally—"we" meaning Canada; a Canadian consultat company was outbid, not so much money-wise but expertise-wise by France, in a large tidal power development in Korea. I feel that is something we should think about also: taking the lead scientifically or technically will have implications for our industrial development. Rather than just from the energy point of view, from the industrial development point it is something just as important. I think in this particular case that should be kept in mind.

*[Translation]*

globe. Aux États-Unis, il y a une toute petite centrale, mais nous devons d'abord conclure une entente qui ne se réglera certainement pas du jour au lendemain. De telles conventions internationales demandent dix ou vingt ans de discussions.

Voilà pour la composante politique. La quantité d'énergie exploitable est si considérable qu'elle n'a pas seulement des répercussions locales, mais bien internationales.

Quant à l'acceptation de ces méthodes par la société et les industriels, je vous donne en exemple l'éolienne des Îles de la Madeleine. Je peux très bien en construire une, mais encore faut-il prouver que je peux la faire marcher pendant cinq ou six ans régulièrement sinon les industriels n'accepteront jamais le risque d'en construire d'autres. En général, d'après le montant de l'investissement et la complexité de la technologie, il doit s'écouler de dix à vingt ans entre le prototype et la commercialisation possible.

Tant qu'une entreprise n'a pas accepté d'investir des capitaux dans le but de rentabiliser un produit, il faut prouver l'efficacité et l'utilité de celui-ci. Un bon exemple à l'heure actuelle, c'est l'énergie solaire. Nous n'avons pas encore réussi à vraiment prouver que l'énergie solaire est fiable. Il y a trop d'aléas. Aucune grande entreprise ne s'est encore engagée à construire de tels projets. Nous en sommes toujours à l'expérimentation. Pour ce qui est de l'énergie océanique, ce sera encore plus long car l'investissement nécessaire est encore plus considérable.

**M. Gurbin:** Croyez-vous que le Canada prenne les initiatives dont il a besoin pour atteindre ses objectifs? Avons-nous seulement décidé de nos objectifs. Au sens politique plus restreint, que faisons-nous et que ne faisons-nous pas?

**M. Ploeg:** Je peux difficilement vous répondre car la question est de nature très politique. Je préférerais que le Canada fasse preuve de beaucoup plus d'esprit d'initiative dans le domaine de l'énergie marémotrice puisque c'est le secteur qui, le premier, sera rentable. Pour ce qui est des autres, nous suivons, tout simplement. Dans le cas de l'énergie marémotrice, il serait très avantageux que notre pays soit le chef de file, surtout que l'occasion est là, à notre portée.

Nous venons tout juste de perdre un contrat important sur le plan international à la France... et lorsque je dis «nous», je veux dire le Canada; un cabinet de consultants canadiens s'est vu enlever un contrat pour un complexe d'énergie marémotrice en Corée, par la France, non pour des raisons économiques, mais plutôt pour des raisons de compétence. J'estime que nous devons tenir compte de ce facteur également: si nous prenons les devants sur le plan scientifique ou technique, cela aura des répercussions sur notre évolution industrielle. C'est tout aussi important du point de vue de notre expansion industrielle que du point de vue de l'énergie. Dans ce cas-ci, je crois que nous devrions y songer.

## [Texte]

**Mr. Gurbin:** Okay, I will not push that any further.

Last question: with small systems of kinetic energy in the rivers in the northern part, and so on, or even if you float a barge, of if you have it on a stand, whatever way you can catch it, is there not a significant problem there with the ice and with winter?

**Mr. B. D. Pratte (Research Officer, Hydraulics Laboratory, National Research Council):** I am the one playing around with those watermills, as we tend to call them. They are similar to the vertical axis windmill you have seen NRC playing with on the Magdalen Islands; like a big egg-beater. But in water, since they go much slower and water is about 800 times denser than air, you can capture a lot more energy for a given water speed compared with a windmill. So we find we can transfer windmill technology directly.

The real problem is, as you say, in Canadian waters with ice. If you are located in a rapid section of the river where the velocity is greater than about 2.25 feet per second, then you should not get an ice cover; but you have a tremendous amount of frazil ice produced: tiny particles of ice form in this turbulent zone. It is that type of high velocity area where you really want these water mills, because the power they produce is proportional to the cube of the velocity. So you look for an area which is deep enough and wide enough and flows as quickly as possible to stick these turbines in. The only trouble is that is also where this fine ice is being produced; and nobody has looked into trying to put turbines into that sort of a location.

I imagine the first thing that will happen if we go ahead with this turbine technology is we will put them into existing structures such as, for example, the Iroquois dam across the St. Lawrence. That might be an ideal location if the velocity were a little higher. Right now, we only have a marginal velocity of about five feet a second, and that is about what these things need to produce economical power.

That dam is used not only to regulate the outlet from Lake Ontario but to create an ice covering. When the ice is forming they will put the gates down about a foot into the water and all the ice will start to pack against it, and then it will form an ice cover upstream. The ice might be six inches to a foot thick. Once they have that cover formed, then no more ice comes under the cover and under the dam. If you had these turbines below those gates, you could be extracting power even though you have a controlled ice cover.

So some combination, perhaps, of finding the right locations or controlling an ice cover with a structure will have to be looked at. But as for floating barges in ice-covered rivers, they are probably out. In the Bay of Fundy, barges may well work, because the Bay of Fundy does not seem to have significant ice

## [Traduction]

**M. Gurbin:** Très bien, je n'irai pas plus loin sur ce sujet.

Une dernière question: dans le cas de petits systèmes de production d'énergie cinétique dans les rivières du Nord, même si vous flotez des barges ou si vous les placez sur des plates-formes, quelle que soit la méthode utilisée, ne risquez-vous pas d'avoir de graves problèmes à cause de la glace et de l'hiver?

**M. B. D. Pratte (chargé de recherches, Laboratoire d'hydraulique, Conseil national de recherches):** C'est moi qui s'amuse avec ces moulins à eau, comme nous les appelons. Il s'agit de dispositifs semblables à la turbine éolienne à axe vertical, avec laquelle vous avez vu le Conseil national de recherches s'amuser aux Îles de la Madeleine; c'est semblable à une batteuse à œufs géante. Dans l'eau, toutefois, puisque le mouvement se fait beaucoup plus lentement et que l'eau est environ 800 fois plus dense que l'air, vous pouvez capter beaucoup plus d'énergie pour une vitesse donnée, comparative-ment à une éolienne. Nous constatons que nous pouvons transférer directement la technologie des éoliennes.

Comme vous l'avez souligné, le problème véritable dans les eaux canadiennes provient de la glace. Si vous pouvez installer l'équipement dans une section rapide de la rivière ou la vitesse du courant est supérieure à disons 2.25 pieds la seconde, alors il ne devrait pas y avoir de couverture de glace; toutefois, vous obtenez énormément de petits glaçons, qui se forment dans ce genre de remous. Or, c'est justement dans des secteurs à courant rapide que vous voulez installer les turbines puisque la quantité d'électricité produite est proportionnelle au débit, élevé au cube. Il faut donc chercher un secteur suffisamment profond, suffisamment large et où le débit est le plus rapide possible pour placer les turbines. La seule difficulté c'est que c'est également à ces mêmes endroits que se forme une fine glace; personne n'a encore examiné la possibilité d'installer des turbines à pareil endroit.

J'imagine qu'au début, ce que nous ferons d'abord, si nous donnons suite à cette technologie des turbines, c'est de placer celles-ci où nous avons déjà des installations comme, par exemple, au barrage d'Iroquois dans le fleuve Saint-Laurent. Ce serait peut-être là d'ailleurs un endroit idéal si le courant était un peu plus rapide. A l'heure actuelle, le débit est d'environ 5 pieds à la seconde et marginal, en ce sens que c'est le minimum pour produire de l'électricité à un coût abordable.

Le barrage en question ne sert pas seulement à régler le débit en provenance du lac Ontario, mais également à créer une nappe de glace. Lorsque la glace se forme, on abaisse les portes d'environ 1 pied dans l'eau et la glace commence à s'y empiler, ce qui favorise la formation d'une nappe de glace en amont. La glace peut atteindre 6 pouces à 1 pied d'épaisseur. Une fois la nappe formée, on ne voit plus de glace se former ni sous la nappe, ni sous le barrage. Si vous installiez les turbines en bas des portes, vous pourriez produire de l'électricité même si vous avez une nappe de glace régularisée.

Il faudra donc peut-être examiner les combinaisons possibles, peut-être le bon emplacement et une nappe de glace régularisée où il y a déjà une structure. Pour ce qui est de barges flottantes dans des rivières gelées, cela est probablement hors de question. Dans la baie de Fundy, on pourrait



[Text]

problems. You could probably have barges there; or bottom-found them, let the ice go over the top, everything is below water. These are all things we and our consultant are trying to get a handle on right now.

**Mr. Gurbin:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Rose, please.

**Mr. Rose:** Some of the things raised here by Mr. Gurbin earlier stimulated some questions in my mind. Is it not a fact that artificially created thermal gradients, such as were discussed here earlier or touched upon by Mr. Gurbin, can cause a lot of biological problems as well; problems with fish and spawning and all this sort of thing? I think Con Edison had a problem with that around New York. How do you overcome that? Do you go about it artificially? That is a social problem and a political problem and also a biological one. Have you anything to say about that?

**Mr. Ploeg:** I am not sure what the question really is.

**Mr. Rose:** I do not know that it is even a question. I think maybe it is a statement. But I wonder if you would care to comment on that, because if we are going to be changing the environment artificially through various changes of temperature or dams or whatever, there are biological costs, as well as other types of costs: construction, RSD and all the rest of it. That concerns a lot of people.

• 1640

**Mr. Ploeg:** The only process I guess that I have referred to which changes the temperature is the ocean thermal energy conversion one, which uses the temperature gradients that exist in the ocean at the moment, about twenty-three degrees, and as I said, that will lower only the surface temperature by one degree, which is generally accepted as having no significance.

**Mr. Rose:** You are talking about the natural one?

**Mr. Ploeg:** Yes.

**Mr. Rose:** Right, but I am not talking about that. I am talking about deliberate use of, say, nuclear or various other kinds of power development that actually do change temperatures and cause a great deal of problems, and if it is done deliberately in order to recapture some of this thermal energy, there are some other problems that...

**Mr. Ploeg:** I do not think anybody is discharging hot water deliberately to recapture it. It is a necessity...

**Mr. Rose:** The necessity is to recapture. You are suggesting that there is not the hot water being released deliberately, and if there were, it would be economically insane not to try and recapture it. Is that not your position?

**Mr. Ploeg:** No, you have to—I mean—if there is a possibility to recover it, you should not do it in the ocean when you have discharged already. It is much more difficult to recover it there. If technology is available to recover it in the ocean, I

[Translation]

utiliser des barges puisqu'il ne semble pas y avoir de graves problèmes de glace. Vous pourriez probablement y installer des barges; ou encore les amarrer au fond et laisser la glace flotter par dessus, le tout étant sous l'eau. Ce sont là des questions que nos consultants et nous-mêmes tentons d'approfondir à l'heure actuelle.

**M. Gurbin:** Merci.

**Le président:** Monsieur Rose, s'il vous plaît.

**M. Rose:** Certains des sujets soulevés par M. Gurbin précédemment ont fait surgir quelques questions dans mon esprit. N'est-il pas vrai que des gradients thermiques créés artificiellement, comme ceux dont nous avons parlé tout à l'heure ou ceux mentionnés par M. Gurbin, peuvent engendrer de graves problèmes biologiques; des problèmes pour le poisson, le frais, toutes sortes de choses de ce genre? Je crois que Com Edison a éprouvé des difficultés de ce genre près de New York. Comment surmonter cet obstacle? Faut-il recourir à l'artificiel? C'est un problème social autant que politique et biologique. Avez-vous quelque chose à dire à ce sujet?

**M. Ploeg:** Je ne suis pas sûr de comprendre la question.

**M. Rose:** Je ne sais même pas si c'est une question. C'est peut-être plutôt une affirmation. Mais je me demande si vous avez des commentaires à ce sujet, car si nous modifions artificiellement l'environnement par divers changements de température ou par des barrages, ou quoi que ce soit d'autre, il y a des coûts biologiques qui viennent s'ajouter aux autres, à ceux de l'aménagement, de la recherche et du développement et tout le reste. Cela inquiète beaucoup de gens.

**M. Ploeg:** Je crois que le seul processus que j'ai mentionné que modifie la température est celui de la conversion de l'énergie thermique des océans qui utilise les gradients de température qui existent déjà dans l'océan, soit 23 degrés, et comme je l'ai dit, ce procédé n'abaissera que d'un degré la température en surface, se qui est accepté généralement comme n'ayant aucune signification.

**M. Rose:** Vous parlez là d'un procédé naturel?

**M. Ploeg:** Oui.

**M. Rose:** Oui, mais ce n'est pas de cela que je parle. Je veux parler de l'utilisation réfléchie de l'énergie nucléaire au d'autres formes d'énergie qui modifient en fait la température de l'eau et qui provoquent beaucoup de problèmes, surtout si c'est fait délibérément afin de capter une partie de cette énergie thermique, il y a alors d'autres problèmes qui...

**M. Ploeg:** Je ne crois pas que qui que ce soit déverse délibérément de l'eau chaude pour récupérer l'énergie. C'est une nécessité...

**M. Rose:** Il faut récupérer. Vous nous dites qu'on ne déverse pas délibérément de l'eau chaude, et que si c'était le cas, sur le plan économique, il serait insensé de ne pas essayer de récupérer l'eau. N'est-ce pas là votre opposition?

**M. Ploeg:** Non, il faut—je veux dire s'il y a moyen de récupérer l'eau, il est inutile de vouloir le faire dans l'océan si vous avez déjà déversé votre eau chaude. C'est beaucoup plus difficile à faire à ce moment-là. Bien que la technologie existe



[Texte]

would think that with present-day technology, you could probably reduce the discharge water so that it will not have that high a degree anymore when it hits the open water, either the lakes or the oceans. However, I do not think you should try to recover heat from a nuclear power plant with again an OTEC system in the ocean. That is completely insane.

**Mr. Rose:** You said you regretted the fact that this French contract went to the Korean, is it a tidal power . . .

**Mr. Ploeg:** It is a tidal power project, yes.

**Mr. Rose:** . . . went to France rather than to Canada. I am looking through here in EMR. I do not know what the NRC has, but I do not see in the budget at all in EMR, a cent for tidal. We have got it for solar, biomass, wind, and you have got a total in your book of, is it \$500,000?

**Mr. Ploeg:** Yes.

**Mr. Rose:** Well, I suppose the next question is, do you have difficulty placing that \$500,000?

**Mr. Ploeg:** Placing the \$500,000?

**Mr. Rose:** Yes. We did hear from one witness that he had difficulty in using the money in another area he was given.

**Mr. Ploeg:** I would not say we have difficulty getting rid of the money, there are certainly enough contracts we want to place. We have difficult administering them. I do not know if I am out of order here, but the chairman can correct me. I guess it is difficult for an organization like the National Research Council, which is composed either of scientists or engineers, suddenly to be placed in a position to administer sums of money in outside contracts, and at the same time continue our own research. When we were given the responsibility of doing the ocean energy, we were not given extra men. We cannot even hire people, on the money we get, to administer the contracts; we can only let contracts or buy hardware, but we cannot hire the people to do this.

So, there is a real problem that with the same staff we have to administer more money. We are not trained really to administer contracts in the first place, so perhaps we are not doing that good a job even. Perhaps that comment was made in the past, that it is difficult to get rid of the money because we just do not have the people to administer it. That is certainly something in our own laboratory. It is not a simple task to look after a whole number of contracts and do your own research at the same time and make a significant contribution.

[Traduction]

qui permettre de récupérer l'eau chaude dans l'océan, je croirais qu'avec les techniques modernes, vous pourriez probablement réduire la quantité d'eau déversée de façon à ce qu'elle ne soit plus très chaude lorsqu'elle arrive dans l'eau, que ce soit dans un lac ou dans l'océan. Toutefois, je ne crois pas qu'on doive tenter de récupérer la chaleur d'une centrale nucléaire en utilisant un système de REHO dans l'océan. Ce serait absolument insensé.

**M. Rose:** Vous avez dit que vous regrettiez que le contrat français soit allé aux Coréens, est-ce une centrale marémotrice . . .

**M. Ploeg:** Il s'agit d'un projet de centrale électrique marémotrice, oui.

**M. Rose:** . . . qui est allé à la France plutôt qu'au Canada. Je cherche ici dans le budget du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Je ne sais pas ce qu'a reçu le Conseil national de recherche, mais je ne vois rien dans le budget de l'EMR un seul sou attribué à l'énergie marémotrice. Il y a un budget pour l'énergie solaire, pour la biomasse, l'énergie éolienne, et dans votre budget vous avez un total de \$500,000?

**M. Ploeg:** Oui.

**M. Rose:** Dans ce cas, je suppose que ma prochaine question doit être: avez-vous du mal à dépenser les \$500,000?

**M. Ploeg:** A dépenser les \$500,000?

**M. Rose:** Oui. Nous avons entendu un témoin nous dire qu'il avait du mal à dépenser l'argent dans un domaine différent qu'on lui avait confié.

**M. Ploeg:** Je ne dirais pas que nous éprouvions des difficultés à nous débarrasser de l'argent; il y a certainement un nombre suffisant de contrats que nous voulons accorder. Nous avons cependant de la difficulté à administrer cet argent. Je ne sais pas si je peux en faire état, mais sinon le président pourra me rappeler à l'ordre. Je suppose qu'il est difficile pour un organisme tel que le Conseil national de recherche, qui se compose essentiellement de scientifiques et d'ingénieurs, de se trouver soudainement obligé de voir à l'administration de sommes d'argent qui sont octroyées à contrat tout en poursuivant ses propres recherches. Lorsqu'on nous a confié la tâche d'effectuer des recherches sur l'énergie des océans, on ne nous a pas accordé de main-d'œuvre supplémentaire. Nous ne pouvons pas embaucher du personnel, avec l'argent que nous avons reçu pour administrer les contrats; nous pouvons simplement accorder des contrats ou acheter de l'équipement, mais nous ne pouvons pas embaucher le personnel nécessaire à cette fin.

Nous faisons donc face à un problème très réel en ce sens qu'avec le même personnel, nous devons administrer plus d'argent. Nous ne possédons pas vraiment la formation nécessaire en premier lieu pour administrer des contrats et peut-être ne faisons nous même pas bien le travail. Il a peut-être été dit par le passé qu'il était difficile de se débarrasser de l'argent parce que nous n'avons pas le personnel nécessaire pour l'administrer. C'est certainement le cas dans notre laboratoire. Il n'est pas facile de surveiller un grand nombre de contrats tout en effectuant sa propre recherche en réussissant à apporter une contribution importante.

[Text]

**Mr. Rose:** I really do not know whether to press you on that or not, because I may be asking you something that is really a matter of policy, which makes you rather vulnerable to making political statements before us. Although I am, greatly tantalized by it, I can see a whole line of questioning we can follow by that one. However, I think we will leave that for the moment; I hate to but I am going to.

• 1645

I want to ask you another sort of generalized question. We have found, I think, a very objective presentation by the people we have heard up to now, but they are usually quite pessimistic about their particular specialty in terms of its economic feasibility. Now, it seems to me that the enthusiasts for the alternatives should be really pleased that the known forms of energy are rising as rapidly as they are, because the faster they rise the more practical seem the alternatives. Would you agree with that?

**Mr. Ploeg:** I do not think we are pessimistic, we are probably realistic. As I tried to point out, there are many technological problems that have to be solved and one can only do so much in a certain number of years. So when 1990 or the year 2000 sounds pessimistic to you, to us it sounds perhaps realistic.

We are not salesmen, we are not trying to promote renewable energy because of renewable energy. We are trying to give a fairly objective evaluation of what the state of the art is.

**Mr. Rose:** As a politician I am very concerned about the fact that we are running out, or apparently the world is running out, of the non-renewable resources. Pretty soon the renewable resources, we are told, will be all that there are, and we get involved in quarrels such as the current one: Which energy glutton should get the Canadian gas? We do not talk very much about the other... Canadians or the Americans will finish that... But rather than pushing the price of known energy up, is there any way in which we can reduce the cost of alternatives, because everybody, regardless of being realistic, from where I come, as they say in the streets, from where I am coming from, why not try and get the alternatives down? Is it necessary that everybody pay more for energy because we base it on the cost, a rising cost, of conventional?

**Mr. Ploeg:** I do not think we can realistically expect the cost of alternative energy to go down. Whatever we come up with it has to be made, and unfortunately in all our production processes at the moment we use a great deal of oil. So anything that we are going to make within the next 10 years will have automatically already a tremendous inflation in it because of the oil price going up. Even if we come up with better methods or more efficient schemes, the best we can hope for is that the price will stay at what we expect it to be at the present time.

**Mr. Rose:** Not only, then, you are saying, does the rising cost of oil make alternatives perhaps more attractive, but within your projections the inflation factor is so great that it is

[Translation]

**M. Rose:** Je ne sais pas si je dois vous pousser à continuer ou non, car il s'agit peut-être en réalité d'une question de politique, ce qui vous porterait à tenir des propos politiques devant nous. Bien que je sois bien tenté, je vois déjà toute une gamme de questions qui pourraient suivre celle-là. Néanmoins je vais laisser tomber pour l'instant, je le regrette infiniment mais c'est ce que je vais faire.

Je voudrais vous poser une autre question de nature générale. Jusqu'à maintenant, nos témoins ont fait preuve d'une grande objectivité, mais ils se sont montrés très pessimistes en ce qui concerne la rentabilité des options qu'ils étudient. Les défenseurs des ressources énergétiques de remplacement devraient être bien contents de voir le prix des ressources traditionnelles augmenter aussi rapidement, parce que cela rend les ressources de remplacement d'autant plus attrayantes. Êtes-vous d'accord avec moi?

**M. Ploeg:** Je ne pense pas que nous soyions pessimistes, nous sommes probablement plus réalistes. Comme j'ai essayé de l'expliquer, il faut résoudre de nombreux problèmes technologiques, ce qui prendra un certain nombre d'années. S'il vous semble pessimiste de parler des années 1990 ou 2000, nous estimons, quant à nous, que c'est plutôt réaliste.

Nous ne sommes pas des vendeurs, nous n'essayons pas de promouvoir les ressources énergétiques renouvelables tout bonnement parce qu'elles sont renouvelables. Nous essayons tout simplement de vous donner une évaluation objective de la situation.

**M. Rose:** A titre d'homme politique, je m'inquiète beaucoup du fait que nous courrions, ou que le monde semble courir à l'épuisement des ressources non renouvelables. On nous dit que très bientôt, il ne restera plus que les ressources renouvelables, de sorte que nous nous trouvons engagé dans des controverses comme la controverse actuelle: quel glouton devrait obtenir le gaz canadien. Nous ne parlons pas beaucoup des autres... les Canadiens ou les Américains vont les épuiser. Plutôt que d'augmenter le prix des ressources traditionnelles, ne serait-il pas possible de réduire le coût des ressources de remplacement, parce que peu importe qu'on soit réaliste ou non, les gens de ma région veulent savoir pourquoi on n'essaie pas de réduire le prix de l'énergie de remplacement. Est-il nécessaire que nous payons tous plus cher pour notre énergie, tout simplement parce que le prix des réserves traditionnelles augmente?

**M. Ploeg:** Pour être réaliste, on ne peut pas s'attendre à ce que le coût de l'énergie de remplacement diminue. Quelle que soit l'énergie, il faut en payer le prix et malheureusement, nous utilisons beaucoup de pétrole dans tous les processus de production utilisés en ce moment. Tout ce que nous produirons au cours des dix prochaines années, sera produit à grands frais, parce que le prix du pétrole augmente. Même si nous trouvons de meilleures méthodes ou des systèmes plus efficaces, tout ce qu'on peut espérer c'est que le prix ne dépasse pas le niveau que nous prévoyons en ce moment.

**M. Rose:** En conséquence, vous dites que l'augmentation du prix du pétrole rend non seulement les ressources de remplacement plus attrayantes, mais également en pousse le prix vers le



[Texte]

at least conceivable that the projections and the cost of alternatives will inflate along with the cost of oil, because they are part and parcel and built into those costs is the cost of oil.

**Mr. Ploeg:** Yes, that is the case.

**Mr. Rose:** You are doubly pessimistic.

**Mr. Ploeg:** No, again I say I am doubly realistic. That is the fact of life. I am afraid there is nothing we can do about it.

**Mr. Rose:** How am I doing for time?

**The Chairman:** You are doing okay.

**Mr. Rose:** Can I ask a couple of questions more?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Rose:** One thing I would like to ask you is a technical question dealing with—I want to know about this osmotic thing. The pages are not numbered—that might be of help in the future. I am very pleased to have your slides here but I would like to be able to refer to page number so and so.

**Mr. Ploeg:** I apologize for that.

**Mr. Rose:** No, do not apologize. I just wonder if that might not be helpful to us in future.

**The Chairman:** A good suggestion, Mr. Rose.

**Mr. Rose:** Schematic representation of salinity power plant. Is that a combination? I tried to ask that earlier. Is that really a combination of salinity and a fall there, or a conventional mix?

**Mr. Ploeg:** No.

**Mr. Rose:** Because you did talk about an 800-foot hole and then you show us here a drop. You were talking about a head.

• 1650

**Mr. Ploeg:** Yes, that is definitely—I am using the fresh water in the conventional way there. Normally, of course, I could not do that. I mean I could not let fresh water, say, drop down 700 feet in Lake Ontario and then discharge it into Lake Ontario. It just would not go through the turbine, because the level of Lake Ontario is 700 feet higher.

What I am showing here is that if I separate the ocean from any freshwater body by an osmotic membrane, then in spite of that 700-foot height difference, the fresh water will actually travel through the membrane, because those freshwater molecules are very anxious to make the saltwater solution of the ocean less salt. It is a physical law that those two mixtures want to mix. And I can put in a restriction, and that is what I am doing. I am really setting up a restriction for these molecules and using the work they want to do in going through that membrane to generate power.

**Mr. Rose:** Okay. I would like to leave that, because that is beyond me in physics and chemistry.

**Mr. Ploeg:** It is beyond most people, I must say, at the present time.

**Mr. Rose:** I understand what osmosis means, and the pressures are calculable, right?

**Mr. Ploeg:** Yes.

[Traduction]

haut, puisque, inclus dans ce prix des ressources de remplacement, on trouve le prix du pétrole.

**M. Ploeg:** Oui.

**M. Rose:** Vous êtes doublement pessimiste.

**M. Ploeg:** Non, je le répète, je suis doublement réaliste. Ainsi va la vie. Je crains qu'on ne puisse rien y faire.

**M. Rose:** Me reste-t-il beaucoup de temps?

**Le président:** Ça va encore.

**M. Rose:** Puis-je poser quelques questions?

**Le président:** Oui.

**M. Rose:** J'ai une question de nature technique à vous poser au sujet de cemachin osmotique. Les pages ne sont pas numérotées, il vaudrait peut-être mieux que vous le fassiez à l'avenir. J'ai été ravi de voir vos diapositives, mais j'aimerais pouvoir me référer à des pages numérotées.

**M. Ploeg:** Excusez-moi.

**M. Rose:** Nom, ne vous excusez pas. Je me demandais tout simplement si ce ne serait pas utile de le faire à l'avenir.

**Le président:** C'est une bonne suggestion, monsieur Rose.

**M. Rose:** Je vois ici une représentation schématique d'une centrale électrique saline. Est-ce que c'est une combinaison? J'ai essayé de poser cette question tout à l'heure. Est-ce qu'on combine la salinité et la chute, ou est-ce une combinaison plus traditionnelle?

**M. Ploeg:** Non.

**M. Rose:** Vous avez parlé d'un bassin de 800 pieds et vous nous montrez ici une chute dont vous avez parlé tout à l'heure.

**M. Ploeg:** Oui, j'ai ici utilisé l'eau douce comme dans une centrale ordinaire. Évidemment, je ne pourrais pas le faire en temps normal. On ne pourrait pas laisser de l'eau douce chuter de 700 pi. dans le lac Ontario; elle ne passerait pas dans la turbine, vu que le lac Ontario se trouve 700 pi. plus haut!

Je veux démontrer ici que si je sépareis l'océan de l'eau douce, par une membrane osmotique, l'eau douce filtrerait à travers la membrane, malgré une différence d'altitude de 700 pi., parce que les molécules d'eau douce veulent se mélanger à l'eau salée pour la rendre moins salée. C'est une loi de la physique. Je peux cependant essayer de les en empêcher, et c'est ce que je fais ici, en les séparant par une membrane. J'utilise ensuite le travail produit par les molécules d'eau douce qui filtrent à travers cette membrane pour produire de l'électricité.

**M. Rose:** D'accord. Je laisse cette question, parce que cela dépasse mes connaissances en physique et en chimie.

**M. Ploeg:** Cela dépasse les connaissances de beaucoup de gens, pour le moment.

**M. Rose:** Je sais ce qu'est l'osmose, . . .

**M. Ploeg:** Oui.



[Text]

**Mr. Rose:** Are the currents at the bottom of, say, a tidal basin—when we talk about tidal power, we usually talk about building some sort of a dam there and spilling it into another reservoir; two or three different types were outlined very carefully for us. What I have never been able to understand, and this is my contribution to the dumb questions of the day, is why you cannot just sink a generator in the bottom of the tidal basin and then when the water moves in generate power and when it moves out generate power.

**Mr. Ploeg:** Because it will not go through the turbine, unfortunately.

**Mr. Rose:** In other words, you do not have a turbine that will respond. What about the one our friend is sinking in the rivers?

**Mr. Ploeg:** It is a very much less efficient turbine. Typically, with the turbines we are working on for the rivers, we extract 1/25th of the total power available, compared to the normal way of conventional hydro. There are many complications here that would be very difficult to explain, but that is about the ratio, without building any restrictions in the river; just by hanging something in. As soon as you just put an ordinary turbine in the river...

**Mr. Rose:** No, you do not have to put in an ordinary. You put in your best.

**Mr. Ploeg:** That is what we are doing, the best. At the best, we can probably extract, without any restrictions, 1/25th of what you could extract with ordinary conventional power through a dam and a 90 per cent efficient turbine.

**Mr. Pratte:** I think, basically, since we had to prepare this talk, it has made us do a lot of thinking on how to give these arguments, and we have come to the conclusion that you really cannot extract kinetic energy, because if you have a river, water is flowing downhill, the depth and velocity of that water is set by the slope. The energy is being lost. It is all potential energy, flowing from up there to down here. The velocity is the same, therefore your kinetic energy, the  $v^2$ , is the same at any place.

If you put in a dam, then you slow down the water, you build up a reservoir with no velocity. All the potential energy that used to be used in friction down that river slope is now available; it has built up this head. There is no friction and that potential energy is what you use to convert it to pressure energy to drive the turbines. If you do not build a big dam like that, but you put in a turbine in here and just cascade them down there, big open turbines in the river, each one of those turbines has to build up a little head upstream of it. And it is that little wee head—it might be 6 inches or a foot—which supplies the energy the turbine takes out. Then the flow goes through the turbine...

**Mr. Rose:** The current itself will not.

**Mr. Pratte:** No, because you have to carry the water away after the turbine. It comes in at a certain velocity; might go out at a slightly slower velocity but at a greater depth. The product of velocity times depth has to be a constant; continuity: the same amount coming into the river is going out. You have to carry the kinetic energy away. Everything you put in

[Translation]

**M. Rose:** ... les pressions sont calculables, n'est-ce pas? Lorsque l'on parle d'énergie marémotrice on parle en général de construire un barrage et de déverser l'eau dans un autre réservoir. On nous en a montré deux ou trois sortes. Ce que je n'ai jamais pu comprendre, et c'est ma contribution aux questions idiotes de la journée, c'est pourquoi l'on ne pourrait pas installer une alternative au fond du bassin, de sorte que le mouvement des marées le fasse fonctionner pour produire de l'électricité.

**M. Ploeg:** Parce que l'eau ne passerait pas à travers la turbine, malheureusement.

**M. Rose:** Autrement dit, vous n'avez pas de turbine qui fasse l'affaire. Est-ce que notre ami n'en a pas une qu'il immerge dans les rivières?

**M. Ploeg:** Elle est beaucoup moins efficace. C'est une turbine qui nous permet d'extraire un-vingt-cinquième de toute l'énergie disponible, comparativement au système traditionnel. Cela entraîne beaucoup de complications qui seraient très difficiles à expliquer, mais il s'agit du rapport, si l'on n'érigeait pas d'obstacle dans la rivière, pour tout simplement y suspendre quelque chose. Dès que l'on installe une turbine ordinaire dans la rivière...

**M. Rose:** Non, il n'est pas nécessaire d'y installer une turbine ordinaire, on pourrait utiliser la meilleure.

**M. Ploeg:** C'est ce que nous faisons. La meilleure nous permet de capter, s'il n'y a pas d'obstacle, un-vingt-cinquième de l'énergie que l'on pourrait capter avec un barrage et une turbine efficace à 90 p. 100.

**M. Pratte:** En préparant notre exposé, nous avons dû réfléchir à la façon de présenter nos arguments, et nous avons finalement conclu que l'on ne peut pas extraire l'énergie cinétique, parce que dans une rivière, l'eau coule vers l'aval, et que la profondeur et la vitesse du courant d'eau sont fonctions de la pente. On perd ainsi de l'énergie. Ce courant d'amont en aval représente en fait l'énergie potentielle. Puisque la vitesse du courant est partout la même, l'énergie cinétique, c'est-à-dire  $v^2$ , est partout la même.

Si l'on y érige un barrage, on ralentit le courant et l'on constitue un réservoir où la vitesse est nulle; toute l'énergie qui était dissipée par la friction le long de la pente de la rivière, est maintenant disponible. Nous avons maintenant une chute. Il n'y a plus de friction et l'énergie ainsi emmagasinée peut être convertie en pression afin d'actionner les turbines. Si l'on ne construisait pas de barrage, pour installer de grosses turbines dans la rivière, il faudrait qu'il y ait un peu de chute en amont de chaque turbine. On a ainsi qu'une toute petite chute, peut-être 6 po. ou 1 pi., qui fournit la force motrice à la turbine. Le courant d'eau passe alors à travers de la turbine...

**M. Rose:** Le courant ne suffit-il pas?

**M. Pratte:** Non, parce qu'il faut que l'eau puisse sortir de la turbine et s'écouler. Elle arrive à une certaine vitesse, et elle peut sortir de la turbine à une vitesse un peu moindre, mais à une plus grande profondeur. Le produit de la vitesse multiplié par la profondeur doit être constant, il doit y avoir continuité. La même quantité d'eau doit entrer et sortir. Il faut emporter

## [Texte]

the river has to build up a little super-elevation, reduce the friction there, which gives you a little potential to drive flow through your turbine. So even if you put a turbine down at the bottom of the Bay of Fundy, on the surface, if you were careful, you could detect a change in surface elevation necessary to produce that power.

**Mr. Rose:** This is my last question. I do not see why our country should be expected to do everything. I do not think any country can. I was pleased to see we are participating in the Japanese raft we showed. Obviously you are giving these recommendations—with the money we have at our disposal, even if it is difficult to dispose of sometimes, by non-administrators, what is the best bet?

Where should we be going? Into which fields should we be putting our resources?

• 1655

**Mr. Ploeg:** First of all, tidal energy is to me still the obvious one for the Canadian scene. We are blessed with not just the Bay of Fundy, we have Ungava Bay and some other sites on the B.C. coast. I think we just have to develop that as an expertise.

**Mr. Rose:** As distinct from wave energy.

**Mr. Ploeg:** Yes, this is tidal energy.

Secondly, currents. Because of the uniqueness of our Canadian country, where we have a very large expanse of countryside with remote villages everywhere, we cannot afford to bring power to these people through conventional means, through oil and so on.

**Mr. Rose:** That is where his eggbeater comes in.

**Mr. Ploeg:** That is where the eggbeater comes in. Again, most of these villages do have rivers nearby which are not being tapped at the moment because of the flatness of the country. It is a very inefficient way to tap power, but it is for Canada a unique situation that we should benefit from. That is, I would say, the second point.

I think we should stay involved in wave power. With our various offshore developments, particularly in the Arctic and the eastern parts of Canada, breakwaters or large shore structures will have to be built. You could build them as you saw in the few slides at the end, as in Sines in Portugal; but rather than build something that has to absorb the wave energy, and in Sines it did not do it very successfully, you may as well try to design something that will trap the energy in a usable form. I think we should keep enough research active in the wave energy area that we have a foot in the door; that whatever is being developed we have a piece of it.

**Mr. Pratte:** Could I add something? That is, have foresight, as Mr. Bourassa perhaps did, on James Bay type projects. Spend your money now while it is cheap, build these sort of projects and have the power available for the future. Export it now, but eventually you can use it within your own country.

## [Traduction]

l'énergie cinétique à la sortie. Tout ce que l'on installe dans la rivière doit constituer une petite surélévation, on y réduit la friction, ce qui permet de faire couler l'eau à travers la turbine. Même si l'on installait une turbine au fond de la Baie de Fundy, on pourrait déceler à la surface un changement dans l'élévation, changement nécessaire pour produire l'énergie.

**M. Rose:** C'est ma dernière question. Je ne vois pas pourquoi notre pays devrait tout faire. Je ne pense pas qu'un pays puisse tout faire. J'ai été ravi de constater que nous participions au projet japonais. Avec l'argent dont nous disposons, même si des gens qui n'étaient pas administrateurs avaient de la difficulté à en disposer, parfois, qu'est-ce qui semble le plus prometteur?

Quelle orientation devons-nous adopter? Dans quel domaine devons-nous investir nos ressources?

**M. Ploeg:** A mon avis, le plus évident pour le Canada c'est le domaine de l'énergie marémotrice. En plus de la Baie de Fundy, nous avons la bonne fortune d'avoir aussi la Baie de l'Ungava et d'autres sites en Colombie-Britannique. C'est une expertise que nous devons développer.

**M. Rose:** Par opposition à l'énergie des vagues.

**M. Ploeg:** En effet, il s'agit de l'énergie marémotrice.

Ensuite, il y a les courants; étant donné la morphologie unique de notre pays, où nous avons des espaces très vastes et des villages éloignés un peu partout, nous ne pouvons nous permettre d'approvisionner ces gens en énergie par les moyens conventionnels, comme le pétrole et d'autres.

**M. Rose:** Voilà où sa batteuse à œufs entre en jeu.

**M. Ploeg:** En effet. A proximité de la plupart de ces villages il y a des rivières qui ne sont pas exploitées présentement parce que c'est du terrain plat. C'est une méthode d'exploitation très peu efficace, mais le Canada est dans une situation unique dont nous devrions profiter. Je dirai, que c'est là le deuxième point.

Je pense que nous devrions maintenir notre activité dans ce domaine. Compte tenu de nos divers projets d'expansion, surtout dans l'Arctique et dans l'Est du pays, nous devons construire des jetées ou de grandes installations sur les rivages. On pourrait utiliser la même technique qu'à Sines au Portugal, comme vous l'avez vu dans les dernières diapositives, mais il serait préférable d'opter pour un système pouvant capter l'énergie des vagues, ce que le système de Sines n'a pas réussi à faire. On pourrait essayer de mettre au point un système qui capterait l'énergie sous une forme utilisable. Je pense que nous devrions continuer notre recherche dans le domaine de l'énergie des vagues afin d'être vraiment dans le bain et de pouvoir participer à toute nouvelle technique.

**M. Pratte:** Pourrais-je ajouter quelque chose? A l'instar de M. Bourassa pour le projet de la Baie James, il faut faire preuve de prévoyance en construisant maintenant, alors que l'argent n'est pas cher, ce genre de projet qui nous fournira de l'énergie dans l'avenir. Pour l'instant, vous pouvez l'exporter, mais un jour vous pourrez l'utiliser dans votre propre pays.



[Text]

**Mr. Rose:** Richardson of the Sierra Club would not find a complete congruency with what you have said, you know. Again there are costs and benefits. He ruined a hell of a lot of rivers too, in some people's view, and flooded a lot of valleys. That is the counterargument.

Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Rose. Mr. MacBain, please.

**Mr. MacBain:** Thank you, Mr. Chairman.

A question on your time frame where it says "'Estimates of Global Ocean Energy Resources". When you were working out the two time frames between the demonstration pilot plant, from where we are now to that point, and then from the point of the demonstration pilot plants to commercial viability, did you keep in mind present petroleum costs or other costs? Was that one of the factors involved in your thinking?

**Mr. Ploeg:** Not to any great extent, I would say. As an example, if for some reason we ran out of oil next year instead of in 30 years or 25 years, or whatever it is, I think we could do better. Perhaps there is a nondefined factor in that I assume there is a certain amount of oil and therefore we spend as much money as is needed so that when the oil is running out we have the alternatives available. Consciously no, I did not do that, but perhaps subconsciously that is there. I mean, the urgency would differ. If I knew that the oil price would be tenfold within the next two years, perhaps the dates would change.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, I appreciate that. Actually, what you did was to look at it more from how long it takes to get the pilot plant work done. If you have a reasonable amount of money and a reasonable amount of time, what would be reasonable. Then, after the pilot plant was done, what is the reasonable time for a company to come around and say, let us do it. And I understand that.

• 1700

But we way not have that luxury, Mr. Chairman, because of two things. One is price, and that is an obvious one. We do not know just what the future holds there. You may recall at the last meeting I said to one of the people, I think from the National Research Council "Would your premises be different, would the results be different if I told you that, in one year, oil was going to be \$60 a barrel?" And he said, "Oh, Mr. MacBain, obviously that would change everything".

I just want to tell you that I went to a cocktail party that night and met a high commissioner and we got talking.

**Mr. Rose:** How high was he?

**Mr. MacBain:** I met a high commissioner and I will not mention which country or how high he was personally. But I just want to tell you the said news that he gave me concerning his country. And we were not discussing that afternoon at all; we were discussing my favourite subject, which is energy, and we were discussing it with complete disregard for anything that had happened within these four walls. And he said, "Well, Mr. MacBain, you know the problem in so-and-country—my country; the problem is that I pay \$60 a barrel for oil today." I

[Translation]

**M. Rose:** Richardson du Sierra Club ne serait pas tout à fait d'accord avec vous à ce sujet. Il y a les coûts et les avantages. D'aucuns diront qu'il a ruiné beaucoup de cours d'eau et inondé de nombreuses vallées. C'est l'argument contraire.

Merci.

**Le président:** Merci, monsieur Rose. Monsieur MacBain, s'il vous plaît.

**M. MacBain:** Merci, monsieur le président.

J'ai une question portant sur votre échéancier, relativement à l'évaluation globale des ressources énergétiques de l'océan. Lorsque vous avez établi les deux échéanciers, jusqu'à la construction de l'usine pilote de démonstration et jusqu'à sa viabilité commerciale, avez-vous tenu compte des coûts actuels du pétrole et d'autres coûts? Quels sont les éléments dont vous avez tenu compte?

**M. Ploeg:** Je dirais que nous n'en n'avons pas beaucoup tenu compte. Par exemple, je pense que nous pourrions faire beaucoup mieux s'il y avait pénurie de pétrole l'an prochain au lieu d'ici 30 ou 25 ans. Il y a peut-être un élément flou puisque je présume qu'il y a une certaine quantité de pétrole et que nous dépensons les sommes nécessaires pour avoir des sources d'énergie de remplacement lorsqu'il n'y en aura plus. Je ne l'ai pas fait consciemment, mais peut-être qu'inconsciemment, c'est là. Ce que je veux dire, c'est que l'urgence ne sera pas la même. L'échéancier serait différent si je savais que le prix du pétrole devait décupler d'ici deux ans.

**M. MacBain:** Je comprends cela, monsieur le président. En réalité, vous avez étudié le temps qu'il faudrait pour mettre sur pied l'usine pilote, si vous aviez suffisamment de fonds et suffisamment de temps, et vous avez établi un échéancier raisonnable. Une fois l'usine pilote terminée, quelle est la période raisonnable pour qu'une compagnie décide d'en faire une entreprise commerciale. Je comprends cela.

Mais nous n'avons peut-être pas le loisir de le faire, monsieur le président, pour deux raisons. La première, évidemment, c'est le prix. A ce chapitre, nous ignorons ce que l'avenir nous réserve. Lors de la dernière séance, j'ai demandé à un témoin du Conseil national de recherches «Auriez-vous des hypothèses différentes, des résultats différents, si je vous disais que le pétrole se vendra \$60 le baril d'ici un an?» et il a répondu, «Cela changera tout, monsieur MacBain».

Ce soir-là, je suis allé à une soirée où j'ai rencontré un haut-commissaire avec lequel j'ai discuté.

**M. Rose:** Était-il très haut?

**M. MacBain:** Je ne vous dirai pas de quel pays il était ni s'il était très haut. Je veux simplement vous rapporter les mauvaises nouvelles qu'il m'a apprises concernant son pays. Nous ne discutons pas du tout de ce qui s'était passé l'après-midi, nous discutons de mon sujet favori, soit l'énergie, sans que cela porte sur ce qui s'était dit entre ces quatre murs. Et il m'a dit, «Eh bien, monsieur MacBain, le problème dans mon pays et dans d'autres, c'est que nous payons le pétrole \$60 le baril.»



## [Texte]

just want to show you that things are not always as cosy as they seem.

The next thing, of course, is that regardless of cost, you have a supply problem. Cost becomes irrelevant if there is no oil available, and I am thinking politically not being available, not that the source is not there but that politically it is not available to us.

But then—and I will be brief, Mr. Chairman—remember when the Russians launched Sputnik and all of a sudden the people started telling the government, what the hell is going on in the United States—admittedly it was the United States, not Canada—what is going on? The Russians have not Sputnik and we have no technology. That message got through to the American government and then everything started to happen. You know the result of how quickly they caught up or almost or even surpassed the Russians in space exploration.

And the question is: how did they do that? They started behind the eight ball from an embarrassing position and took scientists from all over, probably all over the world but certainly a great many of our Canadian scientists, from Toronto in particular. They took them and then they applied a massive injection of funds. So you had a tremendous number of scientists collected, you had an immense amount of funds, but over and above that, they introduced into the system—this is why I was interested in these gentlemen being here and I am not critical of them because, basically, at the National Research Council they are scientists, but what they did was—and I think this is the case that McNamara played a part in but I am not sure but I am pretty sure he did—they took modern management techniques. So they took the scientists, massive amounts of money and modern management techniques. They took those three things together and they said, Now, you have everything you need, right? Those are basically what you need. Get ahead of the Russians and later on you tell us how you did it and how much it cost and all that. And here we keep hearing from the National Research Council, and I believe what they say, that their scientists, modern management techniques are not their cup of tea.

So we have the scientists, we have some money—actually more is being used—but we are not injecting modern management techniques by people who can do it.

So I think, Mr. Chairman, it is not for the benefit of these people because they know about it. It is for the benefit of you and me and the rest of the committee, when we sit down with our project manager and his advisers, to start wondering what should take place. I think we are missing the third element, modern management techniques, such as were used in the United States.

I do not think any of you here were at the energy conference that Norm Kelly put on in Toronto a couple of months ago.

• 1705

They had all the oil, gas and energy people who are actually in the field, that is the pipeline people. I just said to them there

## [Traduction]

C'est simplement pour vous démontrer que les choses ne sont pas toujours aussi roses qu'elles paraissent.

En plus du coût, il y a bien sûr le problème d'approvisionnement. S'il n'y a pas de pétrole de disponible, le facteur coût devient superficiel. Il se peut que pour des raisons politiques, même si la source est là, le pétrole n'est pas disponible.

Je serai bref, monsieur le président. Rappelez-vous lorsque les Russes ont lancé le Sputnik et que tout d'un coup, on a commencé à dire au gouvernement, qu'est-ce qui se passe aux États-Unis, bien sûr il s'agissait des États-Unis et non du Canada, qu'est-ce qui se passe? Les Russes ont lancé le Sputnik et nous n'avons pas la technologie. Le gouvernement américain a compris le message et tout s'est déclenché d'un coup. Nous en connaissons les résultats, nous savons avec quelle rapidité ils ont rattrapé ou même surpassé les Russes dans le domaine de l'exploration spatiale.

Alors on se pose la question: comment ont-ils fait cela? Ils étaient dans une situation embarrassante, ils traînaient en arrière, alors ils ont pris les scientifiques d'un peu partout dans le monde, en tout cas, certainement des scientifiques canadiens, de Toronto surtout. Ils ont dégagé des crédits importants. Donc, ils avaient énormément de scientifiques, des crédits importants, mais ils ont surtout introduit un système... c'est pourquoi je suis intéressé par la présence de ces messieurs et je ne les critique pas, puisque les gens du Conseil national de recherches sont surtout des scientifiques... mais ce qu'ils ont fait... et je pense que McNamara y a participé mais je n'en suis pas sûr... je le pense vraiment... ils ont utilisé des techniques de gestion modernes. Alors, ils avaient des scientifiques, des crédits énormes et des techniques de gestion modernes. Ils ont mis les trois ensemble en disant, «Maintenant, vous avez tout ce dont vous avez besoin, n'est-ce pas? Fondamentalement, cela répond à vos besoins. Rattrapez les Russes et quand ce sera fait, vous nous direz comment vous vous y êtes pris et ce que cela a coûté.» Voilà que nous entendons les témoins du Conseil national de recherches et ils nous disent que les techniques de gestion modernes n'étaient pas le point fort de leurs scientifiques.

Alors nous avons les scientifiques, nous avons de l'argent, plus que nous pouvons en dépenser, mais nous n'utilisons pas les techniques modernes de gestion et les gens qui peuvent les appliquer.

Donc, monsieur le président, je ne dis pas cela pour ces messieurs, parce qu'ils le savent, mais pour vous et moi, et pour le reste du Comité, parce que lorsque nous discutons avec notre directeur de projets et ses conseillers, nous nous demandons ce qui devrait être fait. A mon avis, il nous manque le troisième élément, les techniques modernes de gestion, lesquelles ont été utilisées aux États-Unis.

Je ne pense pas qu'aucun d'entre vous ait participé à la conférence sur l'énergie que Norm Kelly a organisée à Toronto il y a quelques mois.

Tous les experts dans le domaine du pétrole, du gaz et de l'énergie étaient là, des gens qui travaillent vraiment du côté

*[Text]*

what I am going to say to you now just briefly, and which sometime I hope to be able to develop further: it is that I am not personally comfortable with the direction we are going on energy. I like to be comfortable. I am not a gambler and I just do not have it in me; I do not like to gamble. I said to them there, they frighten the hell out of me the way they operate, because I think 20 years is not very long. It is just three or four sessions of Parliament and it is gone, and we are in trouble. I say to you, and I would like perhaps the project manager at least to make a note sometime to put it on the record, that we had better consider whether we are missing the point on modern management techniques and objectives and how to get there, and whether we are ever going to have energy available in the quantity we need it if we continue in the somewhat haphazard way we have done in the past and which we are doing now.

I think we have to have an over-all program, which someone suggested there—I think it was Mark Rose—that further even than in Canada, we may have to speak internationally or globally, because maybe we should not be moving in these five things here. Maybe we in Canada should be obviously moving on tidal power—and being a former Nova Scotian, you will understand my coming back, Mr. Chairman, from time to time on tidal power—maybe we should, with these at least, get into the tidal power thing. Something else—maybe we should go into the gasification, the liquefaction of coal, because in Nova Scotia, Alberta and British Columbia we have the fourth, I think, largest reservoir of coal, and maybe we should be doing that.

I should not have taken the time now. I did not mean to get into my over-all objective, which is probably political. I frankly, personally—and I know my party would not necessarily agree with me on this—I think you have to have an energy Czar—a terrible word to use—but I think I would be more comfortable with an energy Czar than I am with what I see 20 or 30 years down the road at the moment.

The only other thing I wanted to say in closing—I am sorry to have been so long—is that we have to take a look at what they did in the space world, from the business standpoint. You can pile all the money you can get—you can take our \$60 billion a year out to NASA or to the National Research Council and give it to them; you can take all the scientists out there and the money—and if you delete from that modern management techniques—what they used to put a man on the moon and much further—you have just thrown the money away. You have wasted the scientists and you are never going to have the energy you need, Mr. Chairman. So some time when we are alone—we certainly do not need to take the time of these gentlemen to say that I...

**The Chairman:** All right. I think that is a very important point, and I am glad it is on the record, because there is no doubt that will take more than one meeting in itself to... I think most of the members of the committee would agree with what you have said. I think our project manager has taken note of what you have brought forward, and there is no doubt

*[Translation]*

pratique, c'est-à-dire qu'ils s'occupent des pipe-lines. Je leur ai dit ce que je vais vous dire maintenant en quelques mots, et j'espère pouvoir élaborer davantage à un autre moment: personnellement, je ne me sens pas à l'aise avec l'orientation que nous prenons en matière d'énergie. J'aime me sentir à l'aise. Je ne suis pas joueur, je n'ai pas la passion du jeu. Je leur ai dit que leur façon de procéder me fait une peur bleue, parce qu'à mon avis 20 ans, ce n'est pas très long. Ce n'est que trois ou quatre sessions du Parlement, et nous voilà dans le pétrin. Je voudrais que le directeur du projet se fasse au moins une note pour consigner mes commentaires, c'est-à-dire qu'il faut examiner si nous comprenons mal les techniques et les objectifs de la gestion moderne et la façon de réaliser ces objectifs, et si nous aurons à l'avenir suffisamment d'énergie si nous continuons à procéder au petit bonheur comme nous l'avons fait par le passé et comme nous le faisons actuellement.

J'estime qu'il nous faudra un programme global, c'est une suggestion que quelqu'un a faite... je crois que c'était Mark Rose... et j'estime également que le Canada aurait peut-être un rôle international à jouer, car il se peut que nous ne devions pas avancer dans ces cinq domaines. Il est évident que le Canada devrait poursuivre le travail dans le domaine de l'énergie marémotrice... et puisque j'étais autrefois de la Nouvelle-Écosse... vous allez comprendre pourquoi, monsieur le président, je reviens de temps en temps à l'énergie marémotrice. Peut-être que nous devrions avancer dans le domaine de la gaséfaction, et la liquéfaction de la houille, parce que la Nouvelle-Écosse, l'Alberta et la Colombie-Britannique sont quatrième, je crois, pour ce qui est de l'importance des gisements houillers.

Je n'aurais pas dû prendre le temps d'en parler maintenant. Je n'avais pas l'intention d'aborder mon objectif global, qui relève probablement de la politique. En toute honnêteté, j'estime... et je sais que mon parti ne serait pas forcément d'accord avec moi... qu'il nous faut un Tsar dans le domaine de l'énergie... c'est un mot affreux... mais je crois que je serais plus à l'aise avec un Tsar qu'avec les perspectives que j'envisage pour les 20 ou 30 prochaines années.

L'autre chose que je voulais dire en terminant... et je m'excuse de la longueur de mes commentaires... c'est qu'il faut examiner ce qui a été fait dans le programme spatial du point de vue commercial. Si l'on considère tout l'argent qui y a été investi, par exemple les 60 milliards de dollars par an à la NASA ou au Conseil national de recherche, et tous les scientifiques qui sont impliqués, et si on sous-traie les techniques modernes de gestion, ce qu'il a fallu pour envoyer un homme sur la lune et même au-delà de la lune, on voit qu'on n'a fait que gaspiller l'argent. On a gaspillé les scientifiques et on n'aura jamais l'énergie dont on a besoin, monsieur le président. Quand nous serons seuls, il n'est certes pas nécessaire d'utiliser le temps de ces messieurs, pour dire que moi, je...

**Le président:** Très bien. Je pense que vous soulevez un point très important et je suis content que cela sera consigné. Il ne fait aucun doute que ce point à lui seul exigera plus d'une séance... je crois que la plupart des membres du comité seraient d'accord avec vous, quant à cela. Je pense que notre directeur de projet a pris note de ce que vous avez soulevé, et il



[Texte]

we must have a meeting, or maybe even more than one meeting, on that subject alone, so that this committee will be able to set out, in its report, the priorities we suggest to the government. That will be part of our mandate.

**Mr. MacBain:** Just a suggestion, Mr. Chairman. You know, a man like Mr. MacNamara, I think his name is, would come to a meeting like ours, or at least if we were in Washington, we could arrange to meet him. All you would need is an hour to let him tell you what is really happening.

• 1710

**The Chairman:** The coast-to-coast advertising that has been done on behalf of the committee may bring in some submissions by people like that.

Mr. Clay, followed by Mr. Graham.

**Mr. Dean Clay (Project Manager):** We seem to be developing so many questions now I hardly know where to begin.

Following up first, Mr. Ploeg, on some comments that Mr. MacBain made, in part he was asking if we should perhaps be specializing more and concentrating on relatively few areas, putting a much stronger effort into developing along those limited lines. In your own area of specialization, the field of ocean energy, do you feel that we know enough at this stage to enter into that specialization or do you feel you are still in the area of investigating a range of options?

**Mr. Ploeg:** I think we have reached the point where we could specialize, which is really what we are doing at the moment by necessity. We are only actively following research on tidal, waves and currents, and tidal just because it happens to fall within the normal mandate of our laboratory in the first place. The other areas are just being kept at a certain level of being informed so that we know what is going on.

I would like in this context to mention to Mr. MacBain that the vehicle through the international energy agency is a very good one. The example is our wave energy program, where we have made a contribution probably of about \$140,000, less than \$200,000, and benefited from a multi-million-dollar project; gained results and benefits through international co-operation. So that vehicle exists. At the same time, within Canada we should only then concentrate on those areas that are uniquely Canadian, where we have a lead to take. Sure, there are other areas in the world that will be interested and will benefit from us, just as we are benefiting from research they are doing in other areas that are of less importance to us.

**Mr. Clay:** The three areas you named then are the ones that you feel are appropriate for Canada to be actively researching.

**Mr. Ploeg:** Yes.

**Mr. Clay:** At the beginning of your remarks you referred to a manpower shortage and you subsequently elaborated on difficulties in that area. I wonder if you were also implying that there was a shortage of appropriate professional skills in

[Traduction]

est certain qu'il nous faudra une séance, ou même plus d'une, pour aborder ce sujet fin de permettre à ce comité d'établir les priorités que nous allons recommander au gouvernement. Cela fera partie de notre mandat.

**M. MacBain:** Je voudrais faire une suggestion, monsieur le président. Vous savez, un homme comme M. MacNamara, je crois que c'est bien son nom, assistera à une de nos réunions ou du moins si nous étions à Washington, nous pourrions nous organiser pour nous entretenir avec lui. Il ne lui faudra qu'une heure pour nous expliquer ce qui se passe vraiment.

**Le président:** La publicité faite dans tout le pays au nom du Comité provoquera peut-être des réactions de ces gens-là?

Monsieur Clay, puis monsieur Graham.

**M. Dean Clay (Directeur de projet):** Nous soulevons tant de questions maintenant que je ne sais pas par où commencer.

Pour faire suite à certains commentaires de M. MacBain, et M. Ploeg, ils voulaient savoir si nous devrions nous spécialiser davantage dans relativement peu de domaines, pour faire un plus grand effort dans ces domaines précis. Dans votre domaine des ressources énergétiques de l'océan, estimez-vous que nous avons suffisamment de connaissances à l'heure actuelle pour nous embarquer dans ce domaine, ou pensez-vous que vous en êtes toujours à l'étude d'une gamme de possibilités?

**M. Ploeg:** Je pense que nous sommes au point où nous pourrions nous spécialiser, ce que nous faisons en ce moment par la force des choses. Si nous faisons des recherches dans le domaine de l'énergie marémotrice, des vagues et des courants c'est uniquement parce que ces questions font partie des attributions normales de notre laboratoire. Dans les autres domaines, on se tient simplement au courant afin de savoir ce qui se passe.

A cet égard, je tiens à signaler à M. MacBain que l'agence internationale de l'énergie est un véhicule fort utile. Dans le cas de notre programme d'énergie des vagues, auquel nous avons contribué un peu plus de 140,000 dollars, moins de 200,000 dollars en tout cas, et pour lequel nous avons eu un projet de plusieurs millions de dollars et qui nous a donné des résultats et des avantages, grâce à la coopération internationale. Donc cette possibilité existe. En même temps, le Canada devrait se concentrer uniquement dans les domaines qui sont propres au Canada, et c'est là que nous devrions donner l'exemple. Bien entendu, il y a d'autres régions du monde qui s'y intéresseront et elles profiteront de nos travaux, tout comme nous profitons des recherches faites dans des domaines qui nous sont moins importants.

**M. Clay:** Donc à votre les trois domaines que vous avez mentionnés sont ceux que le Canada devrait étudier de près?

**M. Ploeg:** Oui.

**M. Clay:** Au début de votre exposé vous avez fait allusion à un manque de main-d'œuvre et par la suite vous avez donné plus de détails à ce sujet. Vouliez-vous suggérer également qu'il y a un manque de compétence professionnelle appropriée



[Text]

Canada, or were you saying that the skills are there if we had the opportunity to acquire them?

**Mr. Ploeg:** It depends to what extent. If you want the kind of expansion that Mr. MacBain was referring to perhaps there would be a shortage, yes. At the moment, I think, for the rate at which we would like to see the development, no, there is not. The people are there; it is a matter of being able to hire them, from a managerial as well as from a scientific point of view.

It puts us in a difficult situation. In our laboratory in particular, it is not as if the five man-years that we are allocating at the present time to ocean energy or to hydraulic energy have come out of our other areas of research. Unfortunately, those other areas of research are very much related to ocean energy because we are a hydraulics laboratory and a great deal of our other effort is in transportation. At the moment we are very much involved with oil companies in preparing offshore oil platforms for drilling for oil in the offshore areas on the east coast. We are involved with Arctic development. Most of these other activities relate again to energy, so I daresay that the five man-years we have made available to ocean energy are the same people who are doing the other work. Really, although indeed we are spending five man-years on ocean energy, I do not think we have reduced our other programs by five man-years. We are not working 37.5 hours a week.

**Mr. Clay:** So if you want any further expansion it is basically at the cost of other programs and not by means of the expansion of your establishment.

**Mr. Ploeg:** Definitely, definitely.

• 1715

**Mr. Rose:** Excuse me, on a supplementary—you would be willing to explore the “unless” aspect of that? “Unless” what happens?

**Mr. Ploeg:** I am sorry, I did not get that.

**Mr. Clay:** Do you want to pose the question again?

**Mr. Rose:** Well, the question is that either you reduce the other programs by five man-years, if you are spending five man-years on . . . what was it? Tidal?

**Mr. Ploeg:** Ocean energy.

**Mr. Rose:** Ocean energy. Unless there is an expansion allowed somewhere. That is what I wanted you to explore because, obviously, you cannot expect them to be working night and day. So, otherwise, there has to be authorization or more contracting out, or something, to provide the alternative, unless we do something about it. That could well be part of our recommendation. I do not want to presume upon things; you know, I quit this line before. I did not know if anybody was going to take it up until we had an opportunity to discuss this in committee.

[Translation]

au Canada, ou plutôt que les compétences existent, si nous avions l'occasion de les obtenir?

**M. Ploeg:** Cela dépend. Si on veut avoir le genre d'expansion dont M. MacBain a parlé, peut-être qu'il y aurait une pénurie. Pour le moment, compte tenu du rythme auquel nous voulons avancer, il n'y a pas de pénurie. Le personnel est là, il s'agit de pouvoir le recruter, du point de vue de la gestion et du point de vue scientifique.

Cela nous met dans une situation difficile. Dans notre laboratoire en particulier, ce n'est pas comme si on avait pris les cinq années-hommes que nous affectons actuellement aux ressources énergétiques de l'océan ou à l'énergie hydraulique ont été retirées d'autres domaines de recherche. Malheureusement, nos autres domaines de recherche sont liés de près à l'énergie des ressources de l'océan, parce que c'est un laboratoire de génie hydraulique et le gros de notre travail se fait dans le domaine des transports. A l'heure actuelle nous travaillons de concert avec les sociétés pétrolières pour mettre au point des plates-formes de forage de puits de pétrole au large de la Côte Est. Nos travaux visent également la mise en valeur de l'Arctique. La plupart de ces autres activités se rattachent de nouveau à l'énergie, donc il est probable que les cinq années-hommes que nous avons au programme des ressources énergétiques de l'océan sont les mêmes personnes qui s'occupent des autres projets. Bien que le programme des ressources énergétiques de l'océan ait cinq années-hommes, je ne pense pas que les autres programmes soient réduits pour autant. Nous ne travaillons pas 37 heures et demie par semaine.

**M. Clay:** Donc si vous voulez donner de plus l'expansion à votre programme c'est essentiellement au détriment des autres programmes, cela ne se ferait pas en accroissant l'organisme dans son ensemble.

**M. Ploeg:** Précisément.

**M. Rose:** Excusez-moi, j'ai une question complémentaire. Pourriez-vous nous expliquer ce que vous entendiez par «à moins»? A moins que quoi?

**M. Ploeg:** Excusez-moi, je n'ai pas compris.

**M. Clay:** Voulez-vous reposer votre question?

**M. Rose:** Eh bien, voici: soit que vous enleviez cinq années-personnes aux autres programmes, si vous vouliez avoir cinq années-personnes pour le projet . . . était-ce l'énergie marémotrice?

**M. Ploeg:** L'énergie de l'océan.

**M. Rose:** Très bien. A moins qu'il n'y ait une expansion autorisée quelque part, c'est ce que je voulais que vous m'expliquiez, parce que vous ne pouvez pas compter qu'ils travaillent nuit et jour. Il faut donc que l'on autorise d'autres années-personnes, ou l'octroi de contrats supplémentaires, à moins que l'on ne fasse quelque chose à ce sujet. Cela pourrait faire partie de nos recommandations. Je ne veux pas anticiper ici. Je ne savais pas si quelqu'un allait en parler avant d'avoir eu la possibilité d'en discuter en Comité.

## [Texte]

**Mr. Clay:** No, it might be more appropriate to pursue it then.

You showed a model of the Bay of Fundy and mentioned that it was coupled to a mathematical model and was being used to investigate engineering parameters for construction of a tidal electric facility. Would that also include studies of sediment transport, or is that within the domain of the Department of the Environment?

**Mr. Ploeg:** No. In previous model studies that were envisaged, this was a problem that could not be pursued because of model scales. If you had to build a model of the closure site because you are going to make a drastic change to the tidal regime, the down-stream boundary of the physical model had to be very far away in the Bay of Fundy or, preferably, on the continental shelf. This meant that within your laboratory you had to build this to a very small scale and, therefore, you could not reproduce sediment transport.

What we have developed now is a new modelling technique that allows you to build to the actual area that you are interested in—the closure site with plus or minus 10 miles up and down stream—to a very large scale and still have an accurate tidal boundary. This is because it is a dynamic boundary that responds to whatever is done; every time you put in a new turbine or a new sluicing gate the tide will change at the boundary of the model and be transmitted to the continental shelf. The scale on which we build an hydraulic model now—which is not the one that was shown on the slide—is just for us to try to see if our concept of hydro modelling works; it is just being used as a pilot model to see if we are on the right track—and it appears that we are. If and when the Bay of Fundy goes ahead and a much larger model needs to be built—this has a scale of 1 in 2,000 whereas it would have to be built on a scale, say, of 1 in 200—in certain areas where you do have sand-type sediments then you can simulate sediment transport. This could be done perhaps not to the detail of an accurate prediction but, certainly, it could give us good insight into what will happen around the closure site and in the upper basins.

So that is one of the very reasons, that is one of the engineering-designed parameters although perhaps it is as much an environmental one. The engineers are as interested that this turbine does not stir it up as the environmentalists are that the beaches are going to change.

**Mr. Clay:** I will leave the environmental questions on that to John.

I have one or two more questions. You mentioned that the construction of a large tidal electric facility in part of the Bay of Fundy would affect the tidal regime, for example, in New England. If Canada were to go ahead with, say, a potential 4,000-megawatt development would that be of sufficient impact on New England that it would cause an international problem, or are we looking at something that is more of an academic consideration?

**Mr. Ploeg:** Well, 4,000 megawatt I think, will make enough of a change that we should talk about it before we start rather

## [Traduction]

**M. Clay:** Non, il vaudrait mieux en parler à ce moment-là.

Vous avez montré une maquette de la Baie de Fundy en disant qu'elle était accompagnée d'un modèle mathématique et servait à étudier les paramètres techniques utilisés pour construire une usine marémotrice. Est-ce que l'on étudierait également le mouvement sédimentaire, ou est-ce une question qui relève du ministère de l'Environnement?

**M. Ploeg:** Non. Lors d'études précédentes avec des modèles, les échelles utilisées ne nous permettaient pas d'étudier ce problème. S'il fallait construire un modèle d'emplacement clos, il faudrait que la limite aval du modèle physique soit située très profondément dans la Baie de Fundy et préféablement sur le plateau continental, à cause des changements très importants que subirait le régime des marées. Cela veut dire qu'en laboratoire, il faudrait construire le modèle à très petite échelle, ce qui nous empêcherait de reproduire les mouvements sédimentaires.

Nous avons mis au point une nouvelle technique qui nous permet de construire un modèle à très grande échelle, qui représente la zone enclose avec une marge de plus ou moins 10 milles en amont et en aval; on peut ainsi conserver des limites assez exactes pour les marées, parce qu'elles varient en fonction de ce que l'on fait. Chaque fois que l'on installe une nouvelle turbine ou un pertuis, la marée change à la limite du modèle et est transmise au plateau continental. L'échelle que nous avons utilisée pour notre modèle hydraulique... et ce n'est pas celui que l'on vous a montré en diapositive... ne servait qu'à mettre à l'épreuve le concept que nous avons utilisé pour le modèle. C'est un modèle-pilote pour voir si nous étions dans la bonne voie, et il semble que nous le soyons. Si le projet de la Baie de Fundy est accepté, et s'il faut construire un modèle plus imposant, le modèle présent est à l'échelle de un 2,000<sup>e</sup>, et il faudrait en construire un à l'échelle de un 200<sup>e</sup>, par exemple, on pourrait alors simuler des mouvements sédimentaires dans les fonds où il y a de l'ensablement. On ne pourrait pas le faire de façon assez détaillée pour établir des prévisions exactes, mais cela nous donnerait une bonne idée de ce qui se passerait autour de la zone enclose et dans les bassins supérieurs.

C'est un des paramètres techniques que l'on utilisera, mais c'est également un paramètre écologique. Tout comme les écologistes, les ingénieurs ne veulent pas que la turbine bouleverse la région ou modifie les plages.

**M. Clay:** Je laisserai John poser les questions au sujet de l'environnement.

J'ai encore quelques questions à poser. Vous avez dit que la construction d'une grosse centrale marémotrice dans la Baie de Fundy aurait des effets sur les marées de la Nouvelle-Angleterre, par exemple. Si le Canada lançait ce projet, une centrale de 4,000 mégawatts, par exemple, est-ce que cela aurait des effets assez importants sur la Nouvelle-Angleterre pour causer un problème international ou s'agit-il plutôt d'une question de rhétorique?

**M. Ploeg:** Je crois qu'une centrale de 4,000 mégawatts provoquerait des changements assez importants pour que nous



[Text]

than try to solve any problems later; I think we would be in a much stronger position if we talked about it before we got going. It is certainly not only of scientific interest. The 1,000 megawatts at Cumberland Basin that Mr. Karas was talking about, and which have been only recommended so far, I do not think would be easily even measured in the real world, because there is enough noise on the signal that it would be difficult to actually measure the actual change it might cause, but the 4,000 megawatt would certainly affect change. I do not know exactly off hand by how much. I think it would be something like 15 centimetres.

• 1720

**Mr. Clay:** What you are saying is that it might be sufficiently large to adversely affect any American development that was being contemplated.

**Mr. Ploeg:** No. Not so much in tidal power development as in the operation of Boston harbour. Their ships will have a different mean level for unloading roll-on, roll-off containers for instance, or they will have more or less flushing of certain parts of their harbour. They get the tidal range. It is only 1 metre at the moment anyway, so if you change it by 15 centimetres that is a relatively large change.

**Mr. Clay:** I see. So it is quite a pervasive effect. The implication given by much of what you have said today is that to extract substantial amounts of energy one is looking at large civil works in most of these projects, and therefore large capital costs. From what you said later, I get the feeling that in the case of ocean energy you are more or less waiting for the costs of other energy sources to rise up to the level of these technologies, as opposed to being in much of a position to lower the unit costs of the various ways of extracting ocean energy.

**Mr. Ploeg:** Yes, I think that is a fair statement. From where we sit as scientists or as engineers it does not look like there is any major breakthrough that will drastically lower the cost. It is rather interesting that in wave power the British government has more or less told the researchers in the United Kingdom that rather than come up with other schemes... They still have allotted £5 million for next year to wave power but they have told them that it should not be spent just to find another method of extracting wave power. They have told them that they are to spend this to reduce the cost. Really, the message is that if by the end of next year you do not come up with something that looks better, then you are not going to get another £5 million.

**The Chairman:** That is working under pressure like Mr. MacBain was talking about.

**Mr. Ploeg:** Yes. That seems to be the approach they are taking.

**Mr. Clay:** Thank you, Mr. Ploeg.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Clay. Mr. Graham.

**Mr. Graham:** I just have a couple of technical questions I would like to ask. In reading up on ocean energy a couple of problems in my understanding came about. In terms of OTEC

[Translation]

en discussions avant de lancer le projet. Je pense que nous serions dans une position beaucoup plus sûre si nous en discussions avant de commencer les travaux. Cela n'intéresse pas seulement les scientifiques. Le projet de centrale de 1,000 mégawatts du bassin de Cumberland dont parlait M. Karas et qui n'a été que recommandé jusqu'à maintenant, ne serait pas, selon moi, praticable, parce qu'il serait difficile de mesurer avec exactitude les changements qui pourraient en résulter, de sorte qu'une centrale de 4,000 mégawatts aurait, sans aucun doute, des effets très importants. Je ne peux pas vous dire exactement lesquels. Il pourrait y avoir un écart de 15 centimètres.

**M. Clay:** Vous dites que c'est suffisamment important pour compromettre des projets d'aménagement américains.

**M. Ploeg:** Non, pas tellement dans le domaine de l'énergie marémotrice, mais dans l'exploitation du Port de Boston. Le niveau d'eau serait différent, ce qui aurait un certain effet sur le chargement et le déchargement de contenants, par exemple, où certaines parties du Port seraient nettoyées moins souvent par la marée. Le Port subit l'effet de la marée. Étant donné qu'elle n'est que d'un mètre, même un changement de 15 centimètres serait considérable.

**M. Clay:** Je comprends. L'effet est donc généralisé. Vous semblez dire que, pour capter des quantités considérables d'énergie, il va falloir entreprendre des projets importants qui dépendent beaucoup du génie civil, ce qui coûte très cher. J'ai l'impression que vous vous attendez à ce que le prix des autres énergies atteigne celui de l'énergie océanique, au lieu d'essayer de rabaisser le prix par unité des diverses méthodes d'exploitation de l'énergie océanique.

**M. Ploeg:** Oui, c'est exact. Les scientifiques et les ingénieurs ne prévoient pas de découvertes importantes qui permettent de réduire les coûts. Il est intéressant de constater que le gouvernement britannique a découragé les chercheurs au Royaume-Uni de chercher de nouvelles méthodes d'exploitation de l'énergie des vagues. Les 5 millions de livres sterling qui doivent être consacrés l'année prochaine à la recherche sur l'énergie des vagues doivent servir à réduire le coût de l'exploitation. Ce qui revient à dire que, si les chercheurs ne réussissent pas à réduire les coûts, la subvention de 5 millions de livres sterling ne sera pas renouvelée.

**Le président:** Voilà le genre de pression dont M. MacBain a parlé.

**M. Ploeg:** Oui. Cela semble être l'attitude des gouvernements.

**M. Clay:** Merci, monsieur Ploeg.

**Le président:** Merci, monsieur Clay. Monsieur Graham.

**M. Graham:** J'ai quelques questions techniques à poser. J'ai lu des publications sur les ressources d'énergie hydrothermique de l'océan et j'ai eu du mal à comprendre certaines choses.



[Texte]

development, could you say whether or not you feel the closed system or the open system is more likely to . . . ?

**Mr. Ploeg:** No. The closed system is much more likely. In the open system the largest plant that can be envisaged at the moment is about 1 megawatt, and it is just not cost effective. In a closed looped system, typically the capacity would be 400 megawatts, which is about the minimum, from a commercial point of view, to build the kind of islands that will withstand the ocean environment. On an open system, if you have to rely on the mixing of the two bodies of water in a heat exchanger, the amount of water you have to pump is so very very large that I do not think that will ever become a commercial, viable system.

**Mr. Graham:** Do you know of any studies that have been done on the potential environmental effects a salinity extraction system would cause?

**Mr. Ploeg:** No. I do not think anybody has gone that far. Everybody is projecting the actual coming on line of that technology so far ahead in the future that I guess environmentally they do not start really doing a large study, which again costs money, till it becomes closer to a reality. I do not think anybody has done that yet.

**Mr. Graham:** In considering wave power, I notice that in the slides you presented of a number of different types that were available you did not show the doughnut form of flowing turbine. Do you think that holds much promise?

**Mr. Ploeg:** The Dam-Atoll. Perhaps Geoff Mogridge, he is our wave power expert, may want to say something about it.

**Mr. G. R. Mogridge (Research Officer, Hydraulics Laboratory, National Research Council (Waves & Wave Forces)):** We should, first of all, explain that we have just chosen a few examples of machines which have been proposed and are being studied for the extraction of energy from waves. The Dam-Atoll device, which was recently publicized extensively in the United States, to our minds is just another device. Lockheed has admittedly spent a lot of money on it and they believe it is a very promising device, but as yet there is no hard scientific evidence published to indicate whether that is true or not. We continue to follow their activities but we have no specific information on how promising it is.

• 1725

**Mr. Graham:** I see. Thank you very much.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Graham.

I think Mr. Rose has a short question.

**Mr. Rose:** Yes. It is really a brief request for clarification of something we touched on earlier. I took it to mean—and I would like a clarification—that as the cost of conventional energy rises—and I am thinking of natural gas and petroleum, finite resources—the graph is at an angle, in a way—Then you also said because of inflation the cost of alternatives would rise—would you say correspondingly?

[Traduction]

Pour l'exploitation des ressources d'énergie hydrothermique des océans, croyez-vous que le système clos ou le système ouvert est plus susceptible de . . . ?

**M. Ploeg:** Non. Le système clos est beaucoup plus probable. Pour ce qui est du système ouvert, la plus grande installation qu'on puisse envisager pour le moment ne rendrait qu'un megawatt, ce qui n'est pas rentable du tout. Pour ce qui est du système clos, la puissance atteindrait 400 megawatts, ce qui n'est vraiment qu'un minimum du point de vue de la rentabilité. Il s'agit de construire des îlots qui résistent aux conditions en haute mer. Avec le système ouvert, il faut mélanger deux nappes d'eau dans un échangeur de chaleur et la quantité d'eau qu'il faut pomper est si importante que ce ne serait jamais, à mon avis, rentable.

**M. Graham:** Y a-t-il eu des études des répercussions environnementales de l'extraction du sel?

**M. Ploeg:** Non. Personne n'est allé jusque-là. Étant donné que la technologie ne sera pas disponible avant de nombreuses années, personne ne veut entreprendre une étude coûteuse de l'incidence environnemental. Je ne crois pas qu'il existe de telles études.

**M. Graham:** Vous avez montré des diapositives sur l'énergie des vagues, mais vous avez omis la turbine en forme d'anneau. Croyez-vous qu'elle a des possibilités?

**M. Ploeg:** Il s'agit du Dam-Atoll. Geoff Mogridge, qui est notre spécialiste de l'énergie des vagues, pourrait vous en parler.

**M. G. R. Mogridge (chargé de recherches, Laboratoire d'hydraulique, Conseil national de recherches (Vagues et leurs efforts)):** Je dois d'abord expliquer que nous avons choisi de vous montrer quelques exemples d'appareils d'aménagement de la force des vagues qui ont été proposés et qui sont à l'étude. Nous considérons que le dispositif Dam-Atoll, à propos duquel on a fait beaucoup de publicité aux États-Unis, est un dispositif parmi d'autres. Il faut bien admettre que la Lockheed y a consacré beaucoup d'argent et croit qu'il a beaucoup d'avenir, mais il n'existe pas de données scientifiques qui permettent de vérifier cela. Nous suivons toujours leurs activités, mais il n'existe pas de données sur la rentabilité du dispositif en question.

**M. Graham:** Je vois, merci bien.

**Le président:** Merci, monsieur Graham.

Je crois que M. Rose a une courte question.

**M. Rose:** Oui. En fait, je voudrais une précision. J'ai compris qu'à mesure que le coût des ressources conventionnelles telles que le gaz naturel et le pétrole monte, le coût des ressources de remplacement monterait en conséquence, n'est-ce pas?

[Text]

**Mr. Ploeg:** Yes. All materials used in any power plants will have to be produced and transported using conventional means.

**Mr. Rose:** Then, we have always been thinking price is a factor in feasibility. If the two graphs rise in a parallel way, price no longer becomes a critical factor, or may not be a critical factor; the only critical factor, really, is the complete depletion of the resource.

**Mr. Ploeg:** No. If we had built tidal power in the sixties, although by the time we were building it the cost of the tidal power plant would have been much greater than when we had started because our materials and the transportation costs had increased, from that point on your curve becomes flat while the other points keep on going. The discrepancy would have been very large by now in the cost of tidal power. It is only during construction that this keeps on going at the same rate. After that, you are using a medium you get for free. That is why people talk about free power. It is not really free. It is just that you do not have to pay for the resource.

**Mr. Rose:** I think I was generalizing beyond the specific of tidal power to all forms, because it is obvious that it is into other kinds or other alternatives . . .

**Mr. Ploeg:** Most of the alternate energy resources we are talking about are those for which, after you have built your plant, your cost curve becomes very flat. The only cost really is the labour

**Mr. Rose:** Yes, that is what you are talking about, but that is not necessarily what we are talking about. We are dealing with biomass, all kinds of different things; hydrogen and all that stuff.

**Mr. Ploeg:** Yes—out of context.

**Mr. Pratte:** Yes.

I heard an interesting comment from an Ontario Hydro official. He thought in 1974, when the oil crisis was upon us, oh boy, it is the era of hydro power; now money is going to be pumped into hydro plants and dams and reservoirs. But then he found the cost of building those things went up as the price of oil, over the years. Hydro became no more competitive, because of the physical cost of making cement and trucking it up there. It was just more and more expensive to build a hydro plant. So it has not suddenly come into its own.

**Mr. Rose:** Then how can anybody make projections about feasibility related to price? I am not suggesting we have the projections we have are fraudulent. I am suggesting we should really examine them very carefully. I am not suggesting there is any deliberate attempt to mislead us; but if what you are saying is true, and we can take it from one instance and generalize over a number, then it seems to me the complete depletion of the resource or some political decisions are far greater determinants than the other matters associated with price.

**Mr. Pratte:** You would like something such as millions-of-barrels-of-oil equivalent which could be displaced. For exam-

[Translation]

**M. Ploeg:** Oui. Tous les matériaux utilisés dans les centrales devront être fabriqués et transportés par des méthodes conventionnelles.

**M. Rose:** En déterminant la viabilité des diverses sources d'énergie, nous avons toujours tenu compte du prix. Mais, si les deux courbes sont parallèles, le prix n'est plus vraiment un facteur critique. Le seul facteur critique, c'est l'épuisement de la ressource.

**M. Ploeg:** Non. Si nous avions employé l'énergie des vagues pendant les années 60, même si cela avait coûté beaucoup plus cher à ce moment-là, parce que le coût du matériel et des transports a augmenté, la courbe aurait fait plateau à partir de ce point là et les autres points auraient continué. La divergence aurait déjà été grande dans le coût de l'énergie des vagues. Ce n'est que pendant la construction que cela continue à fonctionner au même rythme. Après, c'est gratuit. C'est pourquoi on parle de l'énergie gratuite. Elle n'est pas vraiment gratuite, c'est qu'il ne faut pas payer la ressource.

**M. Rose:** Je parlais de toutes les ressources énergétiques, car il est évident que les ressources de remplacement . . .

**M. Ploeg:** Dans le cas de la plupart des ressources de remplacement, la courbe fait plateau après que la centrale est construite. Le seul coût est celui de la main-d'œuvre.

**M. Rose:** C'est ce que vous dites, mais nous ne sommes pas forcément d'accord. Il s'agit de l'organomasse, de toutes les sortes de ressources de remplacement; l'hydrogène et tout le bataclan.

**M. Ploeg:** Oui, c'est hors contexte.

**M. Pratte:** Oui.

Un représentant de Ontario Hydro a fait un commentaire assez intéressant. Il croyait qu'en 1974, au moment de la crise pétrolière, c'était le début de l'ère de l'énergie hydroélectrique et qu'on consacrerait des sommes considérables à l'aménagement de centrales hydroélectriques, des barrages et de réservoirs. Mais il a découvert que le coût de ces installations a augmenté au même rythme que celui du pétrole. L'électricité n'est pas plus concurrentielle parce que cela coûte très cher pour fabriquer du ciment et le transporter jusqu'aux centrales. Cela coûte de plus en plus cher pour construire une centrale hydroélectrique. L'ère de l'hydroélectricité n'est donc pas encore arrivée.

**M. Rose:** Comment peut-on faire des précisions sur la viabilité à partir des prix? Je ne dis pas que les prévisions qu'on a faites ne sont pas valables. Je dis qu'il faut les étudier avec beaucoup de soin. Je ne dis pas qu'on a essayé de nous tromper, mais si ce que vous dites est vrai, on peut généraliser, et il me semble que l'épuisement des ressources et certaines décisions politiques sont beaucoup plus importants que les prix.

**M. Pratte:** Vous voudriez pouvoir exploiter l'équivalent d'un million de barils de pétrole par jour. Par exemple, si on



[Texte]

ple, if we built an OTEC plant, that would save so many million barrels of oil, and that is more important thing than the actual dollar value.

**Mr. Rose:** If it is a case of what I want, I said I want be satisfied. Everybody tells us if we increase the price, these others can come on stream. You are suggesting they may not. You did not say they would not; you said they may not. That is very important to any kind of recommendations I would think this committee might make.

I have said enough. Thank you.

**The Chairman:** Just before we thank our witnesses, what I do not understand about the Hydro official telling you, sir, is would that not be true only during the construction of the hydro facility?

**Mr. Pratte:** Yes.

**The Chairman:** You say he found it was not any more competitive now than it was in 1974. Yet if a hydro facility takes, say, 10 years from the planning before it comes on stream, surely they must have studies showing that yes, during the construction costs will escalate, as does offshore oil and everything else, but once it is constructed, it is there for 50 years or more.

**Mr. Pratte:** Yes. High front-end loads; initial capital costs are very high.

• 1730

**The Chairman:** Sure, a high front-end load. But surely under the present conditions, and I guess Mr. Clay and his staff will enlighten me on this some day, there is no problem with building hydro facilities now, even if the price is extremely high now, when we know the net results in ten years will be that that facility will keep pumping out electricity for years and years and years.

**Mr. Pratte:** Yes, that is true. I know Gananoque power were having great difficulty in getting money to fund some mini-plants that they want to build because it is a poor investment; they only get something like a 6 per cent write-off and they are complaining that the oil companies are getting 100 per cent write-offs. They think there should be more incentive for people to invest in hydro developments. That is a political decision to be made.

**The Chairman:** That is fine. You mentioned Mr. Bourassa, some time ago when the decision was made to build James Bay, and a lot of people criticized it. I do not think they are around anymore, these people that were criticizing it.

**An hon. Member:** Some of them are.

**The Chairman:** Not as to the feasibility of it. There may be criticisms on the ecology, the environment and everything else, I am not trusting that, but that is a decision that was taken at that time and it has proven right. There may be others which will be proven wrong but that is part of our system.

**Mr. Gurbin,** I think you had one more question.

**Mr. Gurbin:** Yes, I think Mr. Rose's deduction about that is, as far as I can tell from whatever I run across, is roughly true.

[Traduction]

construisait une centrale d'énergie hydrothermique des océans, on pourrait économiser tant de millions de barils de pétrole, ce qui est encore plus important que la valeur monétaire.

**M. Rose:** Je veux être satisfait. Tout le monde dit que si le prix augmentait, il serait possible d'exploiter les autres ressources énergétiques. Vous dites que ce n'est peut-être pas vrai. Vous n'avez pas dit que ce n'est pas vrai, vous avez dit que ce n'est peut-être pas vrai. C'est très important pour les recommandations que le comité peut faire.

J'ai assez parlé. Merci.

**Le président:** Avant de remercier les témoins, je n'ai pas compris ce qu'ont dit les représentants de l'Ontario Hydro. Cela s'applique-t-il uniquement à la construction des installations?

**M. Pratte:** Oui.

**Le président:** Vous avez dit que l'électricité n'est pas plus concurrentielle aujourd'hui qu'en 1974. S'il faut dix ans pour construire une centrale hydro-électrique, et même si le coût de la construction augmente, ainsi que le coût du pétrole importé etc., les installations seront encore là dans 50 ans.

**M. Pratte:** Oui. C'est l'investissement initial qui est considérable.

**Le président:** Oui, il est considérable, mais sûrement, dans la conjoncture actuelle—M. Clay et ses fonctionnaires pourraient peut-être se renseigner—l'aménagement de centrales hydro-électriques ne pose pas de problème, même si le prix est très élevé, étant donné que 10 ans plus tard... la centrale continuera à fonctionner pendant des années et des années.

**M. Pratte:** Oui, c'est exact. Je sais que la Gananoque Power avait de la difficulté à trouver des capitaux pour construire de petites centrales, parce que ce n'était pas rentable. L'amortissement n'était que de 6 p. 100 et on se plaint que les sociétés pétrolières ont droit à un amortissement de 100 p. 100. Il faudrait favoriser davantage l'exploitation de l'hydro-électricité. Les politiciens doivent décider de le faire.

**Le président:** C'est bien. Vous avez mentionné M. Bourassa. Beaucoup ont critiqué les travaux de la Baie James. Mais on entend plus parler de ceux qui l'ont critiqué.

**Une voix:** Si, on entend parler de certains.

**Le président:** Non pas en ce qui concerne la rentabilité. On parle peut-être des répercussions sur l'environnement, je ne le conteste pas, mais on a fini par donner raison à ceux qui ont pris la décision. Il y en a peut-être d'autres à qui on donnerait tort, mais cela fait partie du système.

Monsieur Gurbin, je crois que vous avez encore une question.

**M. Gurbin:** Oui, je pense que M. Rose a plus ou moins raison. Je n'aime pas tellement lui donner raison, mais ce qu'il



[Text]

I hate to agree with him, but in fact that is what is happening. The inconstancies, in sort of taking a look at that equation, come to the point of political versus market price for fossil fuel resources, number one. Then there is how you in fact determine cost, because the cost has to include environmental pollution factors, all of the other things that we are avoiding with renewable. Finally, there is supply, and when we get to a supply factor, that relates again to the political and market price of fossil fuel but also to the availability of the resource, whatever that resource is.

The best example of that, I think, is something that came out of one of the political parties in Ontario about three years ago in looking at the possibility of using ethanol as a fuel to displace a lot of the things we were importing into Ontario for transportation fuels. In fact, the cost of production, investment and everything else was progressing at about the same rate as the increase in oil prices at that time. That is not to say that will be maintained. Another example is the cost of production of oil from the tar sands, and that cost of production is increasing dramatically, only just barely step with the other things that are happening with the cost of oil that we are importing now. So it is still almost just at a break-even and we are just dealing with the supply problem.

**The Chairman:** That is right. Before . . .

**Mr. Ploeg:** Mr. Chairman . . .

**The Chairman:** Oh, Mr. Ploeg, you had something else, I am sorry.

**Mr. Ploeg:** Just a comment on what you are saying. Sure, there are all kinds of costs that perhaps are not that easy. There are also all kinds of benefits that we do not take credit for. When we build—and again I would like to come back to tidal power—the fact that we develop a new technology means a lot to Canadian industry, and it is very difficult to quantify that benefit in dollars.

**Mr. Gurbin:** Like putting a man on the moon, to use Mr. MacBain's expression.

**Mr. Ploeg:** Yes. Secondly, going back to Bruce's argument about the hydro plants going up, 1974 also was the year that the interest rates took off, on the first cycle, anyway, so the cost of borrowing money, the amount of the increase, also made it very expensive suddenly to start building new large facilities. Again, I think Bay of Fundy is suffering from that fact.

**An hon. Member:** That is tied to inflation.

**Mr. Ploeg:** Yes, it is.

**The Chairman:** Now, as you know, gentlemen, we will be going into an in camera session, not a long one I hope, but before we adjourn this meeting, I would like a motion from one of the members that the submission made to us by Mr. Ploeg and his associates, The Estimates of Global Ocean Energy Resources, be appended to our minutes of proceedings.

**Mr. Rose:** I move that the submission made by Mr. Ploeg and his associates, The Estimates of Global Ocean Energy Resources, be appended to our minutes of proceedings.

Motion agreed to.

[Translation]

a dit est tout à fait exact. Il faut bien choisir entre le prix du pétrole que veulent les politiciens et le prix du marché. En déterminant le prix, il faut tenir compte des répercussions environnementales et des autres considérations qui n'entrent pas en ligne de compte avec les ressources renouvelables. Il y a aussi la question de l'offre, qui dépend non seulement du prix du marché et du prix politique des combustibles fossiles, mais aussi des réserves existantes d'une ressource quelconque.

Il y a trois ans, les partis politiques de l'Ontario ont étudié la possibilité d'employer l'éthanol pour remplacer des combustibles importés utilisés pour les transports. Or, le coût de production et les taux d'intérêt augmentaient au même rythme que le prix du pétrole. Ce qui ne veut pas dire que ce sera toujours le cas. Vous avez aussi l'exemple de l'extraction du pétrole des sables bitumineux. Le coût de production monte en flèche, à peu près au même rythme que le prix du pétrole importé. Nous en sommes tout juste au point mort et nous n'avions essayé de résoudre que le problème de l'offre.

**Le président:** C'est vrai. Avant de . . .

**M. Ploeg:** Monsieur le président . . .

**Le président:** Vous aviez quelque chose à ajouter monsieur Ploeg? Je m'excuse.

**M. Ploeg:** J'ai quelque chose à ajouter ce que vous venez de dire. Il y a toutes sortes de coûts qu'il n'est pas toujours facile d'assumer, mais il y a aussi toutes sortes de bénéfices dont on ne parle jamais. Pour revenir à l'énergie marémotrice, la mise au point d'une nouvelle technique serait très avantageuse pour la Canada et il est difficile d'exprimer cet avantage en dollars.

**M. Gurbin:** C'est comme l'histoire de mettre un homme sur la lune, pour employer l'expression de M. MacBain.

**M. Ploeg:** Oui. Deuxièmement, pour revenir à l'argument de Bruce à propos des centrales hydroélectriques, il faut se rappeler que les taux d'intérêt ont augmenté considérablement en 1974, de sorte que la construction de nouvelles installations est devenu très cher. Je crois que la Baie de Fundy subit toujours les effets de cette augmentation.

**Une voix:** Cela suit l'inflation.

**M. Ploeg:** Oui.

**Le président:** Vous savez, messieurs, nous avons l'intention de poursuivre la séance à huis clos, et j'espère que cela ne durera pas trop longtemps. Avant de lever la séance, je veux qu'on propose que le mémoire soumis par M. Ploeg et ses collègues, intitulé Évaluation globale des ressources énergétiques de l'océan, soit annexé aux comptes rendus de la séance.

**M. Rose:** Je propose que le mémoire de M. Ploeg et de ses collègues intitulé «Évaluation globale des ressources énergétiques de l'océan», soit annexé au compte rendu.

La motion est adoptée.

[Texte]

**The Chairman:** I would like to thank you, sir, and your associates for a very interesting afternoon. I am sure we will be in touch with you again before our study is over. Thank you very much.

Before we adjourn this meeting, I would like a motion from one of the members that we now go into an in camera session.

**Mr. MacBain:** I move that this meeting now go into an in camera session.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Thank you, this meeting is adjourned.

[Traduction]

**Le président:** Je vous remercie, messieurs, vous et vos collègues, d'un après-midi fort intéressant. Je suis certain qu'on vous contactera de nouveau avant la fin de notre étude. Merci beaucoup.

Avant d'ajourner, je voudrais qu'un des députés propose qu'on poursuive la séance à huis clos.

**M. MacBain:** Je propose qu'on poursuive la séance à huis clos.

La motion est adoptée.

**Le président:** Merci, la séance est levée.





APPENDIX "AEEA-7"

A Report on CANPAC '80

The Canadian National Power Alcohol Conference

To: Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution

By Dr. Gary M. Gurbin, M.P. and Al MacBain, Q.C., M.P.

July 4th, 1980

Mr. Chairman and Members of the Committee;

### Introduction

We would like to take this opportunity to report briefly to the Committee on the non-technical aspects of this conference. The conference was highly technical in nature and to a large extent those in attendance represented the experts in the field under discussion. The speakers were from universities, research councils, government and consulting practices and were acknowledged experts in specific areas of science or technology. We were accompanied by Mr. John Graham of the Research Bureau of the Library of Parliament whose particular area of expertise is biochemistry. We were both indebted to him for his instant help with our many enquiries as the conference progressed. One of the impressive things about the meeting itself, in our opinion, was that the Biomass Energy Institute Incorporated is a non-profit organization, one of its kind, and is in existence because of the initiatives of its members. It is a unique institution which is obviously fulfilling an important role in the development of energy from biomass and the good attendance of several hundred people from senior levels of government, industry and research attested to its ongoing important function.

The conference was known as The Canadian National Power Alcohol Conference or CANPAC '80 as its short title. It was organized by the Biomass Energy Institute Inc., 304-870 Cambridge Street, Winnipeg, Manitoba. The purpose of the conference was to examine the status of Canada's Federal, Provincial, Commercial and Academic initiatives in

preparing for the switch to alternatives to petroleum based liquid fuels. The objectives of the symposium were outlined briefly as:

- a) To alert interested parties as to all current research and development into power alcohol processing and the plans to commercialize it and to give such interested parties an opportunity to share in the concepts, plans and experiences of others already in the field.
- b) To give interested parties an opportunity to address such matters as the use of feedstock for power alcohol production, new production processes, legal constraints, the economics of power alcohol use and end-user consideration.
- c) To help develop recommendations for a Canadian policy and program to optimize the opportunities inherent in using power alcohol to minimize imports of offshore petroleum.

#### General Remarks

The thrust of the conference was to consider the technological, social, economic and political considerations of using alcohol as an alternative to petroleum-based liquid fuels with particular emphasis on the technological and economic aspects of the problem. We ordered a complete transcript of all the papers delivered at the conference and when they are available they can be studied by our staff people.

A matter of technical interest was the variety of approaches that one may make to the question of alcohol as a portable fuel. In general it was agreed that methanol would likely be the cheapest after large scale production and conversion factors were taken into account, but that ethanol seemed to have the most immediate opportunities, with its incorporation as "gasahol" not requiring any additional technological change.



The point might be made that methanol is usable in concentrations of only 3-4 percent with regular gasoline while ethanol can be used in concentrations of up to 10 percent. In either case the alcohol must be completely free of water for its mixing with gasoline. A variety of technical factors influence the application of alcohol as a fuel source.

Some of the speakers were critical of governments' role to date in the renewal energy resources field given the danger, as they perceived it, of our present oil supplies being disrupted in the future with little if any notice. We would be prepared to accept that criticism but the Committee will want to make its own finding on this point. This much at least can be said at this point: Canada is not in the vanguard in the use of alcohol as a fuel and initiatives to move in that direction have to date been uncoordinated, under-funded and aimless. For example, in Brazil, all gasoline sold is mixed with up to 20 percent alcohol, at least 15,000 cars in Brazil are presently 100 percent alcohol powered and they hope to produce at least 100,000 such cars this year alone. Gasohol, containing 10 percent alcohol or less, is widely used in the United States at the present time. Brazil is presently exporting alcohol fuel to take advantage of the present high market price of up to \$60.00 a barrel. The 474 gasoline stations in Brazil authorized to sell power alcohol have a glut of alcohol because the government's ambitious goal of having two million alcohol powered cars on the road by 1985 had to be moved back to 1988 because of labour and industry problems. This should emphasize to us the lead

time necessary if one is seriously considering or if one is at some point in time forced to consider switching from one transportation fuel to another. In Brazil, some people are using pure alcohol in car engines designed for gasoline as a fuel and this is causing expensive mechanical problems. Technicians there say mixtures containing more than 20 percent alcohol corrode parts in engines designed for gasoline. As has been stated, in the United States, the percentage of alcohol used is 10 percent or less in gasohol and in 1981 Mohawk will make available gasohol in parts of Manitoba and the alcohol content will be 10 percent or less and the intention is that the mixture be used in gasoline engines without modification. It perhaps should be mentioned here that Mohawk acquired a closed down spirits distillery ("Mohawk") which it proposes to adapt to the production of power alcohol (ethanol) which it will distribute through its nearby service stations after it is blended with 90 percent gasoline. Provincial tax concessions were received by Mohawk for the project but these will be reviewed in the future as rising gasoline prices begin to affect the economics of gasohol as a fuel.

The interest in power alcohol as an alternate fuel by academics, industry, consultants, research councils, governments and others was truly exciting but the total absence of any cohesive strategy for its development as such or any short term or long term goals was extremely appalling given the present economics and uncertainty of our present and future petroleum supplies.

Witnesses from the United States in particular stress the advancing technology and the changes in processing which might make more use out of the sometimes now unusable biomass elements, i.e. Hemicellulose.

#### Ethanol and Methanol

As you know, ethanol is alcohol produced from grain, potatoes, sugar cane and the like by fermentation, and this is the alcohol used in gasohol. Although it is produced using the classic fermentation process used for thousand of years to produce spirits alcohol, when power alcohol is being produced, different considerations present themselves. For instance, taste is not a consideration but costs and volume become all important. Production of alcohol by fermentation for fuel is causing important changes in production. The technology is readily available for mass production of ethanol in this manner and the process is being rapidly improved. The process uses only the starch and vitamins from the grain, for example and leaves the proteins available for food production. One processor from Quebec stated he was receiving more for his "waste" products than for the alcohol he was producing and that there was no way he could satisfy the demand for the end-use products. Methanol as a fuel was also discussed in some detail. It can be made from natural gas, wood fibres, municipal solid wastes, coal and the like. It uses heat and pressure in its processing, and technology for its mass production is available now.



Ethanol from cellulose (wood fibres) and municipal solid wastes by the fermentation method now appears to be quite possible but no pilot plant has put to the test the scientific advances which appear to make the process viable. Such advances pertain to the pretreatment of the cellulose before fermentation.

To use more than say 10 percent ethanol in gasoline requires engine modifications and of course to use 100% ethanol or methanol would require a specifically designed engine for each fuel.

It was not disputed that for industry to move into ethanol or methanol production incentives are required from government. Doubt was thrown on the realization by those in government of the real incentives and subsidies on oil production and imports because of tax concessions, loss of income taxes because of imports produced outside Canada and because a barrel of oil does not produce a barrel of gasoline. Apparently the "loss" is at least 15 percent.

An interesting point was made by a speaker from Saskatchewan. He pointed out that since fuels supplied in Canada are "shared" any shortfall would likewise be shared. He posed the question why then should Saskatchewan, for example, subsidize alternate fuels? It was his feeling that the necessary subsidy should be from the Federal Government since the benefit would be shared by all provinces equally. One speaker advised that Brazil's advances in the use of alcohol as a transportation fuel was the result of massive subsidies.

### Conclusions

1. Alcohol as a fuel has much to recommend it and its utilization should be encouraged.
2. Given the uncertainty of present petroleum prices and supplies we may not be afforded the luxury of waiting until the best sources of raw materials, the best processes and the economics of alcohol as a fuel are present.
3. Canada lags behind other countries in research and development into power alcohol as a fuel. Provincial and Federal Governments have not provided co-ordination or significant leadership, at least until now, in the use of alcohol for portable fuel in Canada. Although technology is still in evolution, projects such as "Mohawk" are valuable demonstrations that until now have received little real support from government, yet seem to be valuable in terms of keeping in step with changing technology.
4. Canada lags behind other countries in development and production of conversion kits for engines from petroleum to alcohol.
5. Canada lags behind other countries in development and production of engines to use ethanol or methanol or perhaps one that could use either fuels if necessary, with minor conversion costs.
6. The obvious and immediate benefits of gasohol should not be allowed to unduly detract us from the real benefits of a pure alcohol fuel.
7. The Economic Council of Canada for example, should be asked to make an in depth study to establish:
  - a) the real cost of a gallon (before Federal and Provincial taxes) of gasoline if the oil is imported at world prices, taking into account production shrinkage;
  - b) the real cost of a gallon (before Federal and Provincial taxes) of gasoline from conventional domestic sources, heavy oil, tar sands and off shore, and taking into account all such things as tax incentives and tax concessions as well as subsidies; and
  - c) the overall effect of both (a) and (b) above on such things as employment, balance of payments, loss of tax revenue because production to delivery stage takes place outside Canada and the like; and
  - d) the actual Federal and Provincial taxes per gallon on a gallon of gasoline.

8. That we should request N.R.C. to supply us with a brief, setting out in particular:
  - a) the general details of the wide range of studies presently being done by them on renewable energy or by third parties on their behalf;
  - b) a list of the studies on renewable energy sources they have available now with brief descriptions of each;
  - c) a list of their senior staff in the renewable energy field with a notation as to the particular expertise of each person; and
  - d) any other similar information they feel would be helpful to the Committee.
9. That we should make a similar request of Energy, Mines and Resources and perhaps other bodies before meeting with them.
10. The Committee may come to feel, when it completes its deliberations, that a research centre dedicated to renewable fuels development and commercialization may be worthy of consideration as a recommendation. Dr. Hadi Husain recommended such a research centre for alcohol fuels and joint government/academic/industrial advisory panels to help everyone keep abreast of the new technologies and aid in their transition to industrialization. Dr. Husain's suggestions have merit but perhaps they should be extended to all renewable fuels as suggested above.

All of which is respectfully submitted.

Dr. Gary Gurbin, M.P.

Al MacBain, Q.C. M.P.



## APPENDIX "AEEA-8"



CANADA

LIBRARY OF PARLIAMENT  
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

June 30, 1980

REPORT ON CANPAC 80  
(THE CANADIAN NATIONAL POWER ALCOHOL CONFERENCE)

Held June 18-20, 1980 at the Fort Garry Hotel, Winnipeg, Manitoba

by John Graham  
Research Branch of the Library of Parliament

CANPAC 80 was a highly successful conference which brought together representatives of government, industry, agriculture and academia to discuss the future of alcohols as alternative energy sources. A great deal of new information was disseminated at this meeting and one of the points stressed was that the field of alcohol fuels is changing so rapidly that one cannot understand fully developments in the field by relying solely upon published reports. Bearing this in mind a brief itemization of salient points made during the various presentations is given as one section of this report. This section will perhaps be more informative after having read the section on alcohol fuels in the Committee's Briefing Binder where all aspects of alcohol fuels will be discussed fully. Another brief section describes work on alcohol fuels being carried out in the Provinces, and a third section briefly discusses some of the advantages and disadvantages of alcohols (methanol and ethanol) as fuels which were raised during the proceedings. The last section is a list of the recommendations for a Canadian Power Alcohol Policy and Program made by CANPAC 80.

## IMPORTANT POINTS MADE DURING CANPAC 80

The following points were made by various speakers during the conference and are well worth considering when establishing whether or not power alcohols will play an important part in Canada's energy future. These points will be more meaningful after reading the alcohol sections in the Committee's Briefing Binder where alcohol fuels will be discussed in more detail.

- energy conservation is of paramount importance in Canada.
- residual oils may become more useful in the future if they are further refined.
- propane could be more widely used as a transportation fuel. It is probably already cost-effective in fleets.
- Mobil Oil has developed a process for producing synthetic gasoline from natural gas.
- alcohol will only become economic if the cost of gasoline rises.
- if we go into alcohol production we must look at a spectrum of production techniques and not one process such as natural gas conversion.
- we must use waste heat from existing industry to power (upgrade) the liquid fuel industry and make alcohol production less energy-intensive.
- any discussion of the economics of alcohol production is debatable at present because the field of alcohol fuels is changing so rapidly one cannot rely on published papers.
- Canada must reduce existing institutional barriers to power alcohol development, i.e. reduce Federal Department of Excise restrictions so that small-scale alcohol development can proceed.
- the production of ethanol from food grains utilizes only the carbohydrates in the feedstock and does not decrease the amount of protein available for consumption. Thus, the moral issue of using food for energy seems to be solved as the world has no shortage of carbohydrate. In fact, if marginal lands not

presently in use because they cannot produce food-grade grain were brought into production to produce carbohydrate for the alcohol industry the amount of protein available to the world might actually increase.

- it may be possible to use the science of biotechnology to produce high-carbohydrate-, low-protein-yield grains.
- biotechnological techniques may be used to develop organisms which can hydrolyze starch or cellulose and carry out fermentation as well, making ethanol production a one-step process. The prospects of such a development look good within a one to five year time frame.
- the fermentation of the 5-carbon sugars contained in the hemicellulose fraction of wood could greatly increase the yield of alcohol made from cellulosic feedstocks.
- co-cultures (two or more organisms are cultured together to produce ethanol) hold great promise for increasing the yield of alcohol in the fermentation process.
- traditional fermentation and distillation technologies can be improved so that they become much more energy-efficient. This can be done using existing, proven technologies.
- although methanol and ethanol contain fewer Btu's per volume than gasoline they burn leaner and cooler and, when mixed with gasoline, can actually increase mileage by as much as three to six per cent.
- estimates of capital costs for building a methanol plant compared with a coal liquefaction plant, a tar sands plant or a heavy oil plant indicate that the cost per unit of energy delivered from an alcohol plant is significantly lower than for the other types of plants mentioned. Similarly the time required to bring a methanol plant into production would be much less than for the other types of plants.
- alcohol can be used to raise the octane rating of gasoline (the octane number is a measure of a fuel's resistance to autoignition).
- straight alcohol used in alcohol engines can contain up to 20 per cent water with no loss in efficiency.



- the addition of anhydrous (water-free) ethanol to diesel fuel significantly reduces particulate emissions.
- the corrosion problems sometimes mentioned in association with methanol can probably be overcome easily by using different materials in affected parts of an automobile.
- phase separation problems with alcohol-gasoline or alcohol-diesel mixtures can be overcome by emulsifiers.

#### BRIEF SUMMARIES ON ALCOHOL FUEL RESEARCH AND DEVELOPMENT IN THE PROVINCES

Newfoundland (Mr. Nat French, Manager, Conservation and Renewables, Department of Mines and Energy, Newfoundland).

Newfoundland currently has no power alcohol program underway but may begin studies late this year or early next spring on the use of agricultural or forestry wastes as feedstocks for alcohol production. Peat and spruce-budworm-killed trees may also be studied as potential feedstocks. Alcohol fuels have a low priority as alternative energy sources in the Province's view because of interest in hydro-electric development and offshore oil and gas.

Nova Scotia (Mr. Vaughn Munroe, Renewable Energy Demonstration Programme, Ministry of Mines and Energy, Nova Scotia).

Nova Scotia may consider the production of methanol from coal or wood at some future time but at present seems non-committal because of unsure economics and rapidly changing technologies.

Prince Edward Island (Dr. Douglas Hayes, Agriculture Canada).

Prince Edward Island could use cull potatoes for ethanol production but feels the economics are unsure at present. For instance, how would extensive use of cull potatoes affect the price of cattle feed and, consequently, the price of beef? Another possible feedstock under consideration for ethanol production is the effluents from the food-processing industry.

New Brunswick (Mr. Owen Washburn, Washburn, Gillies and Associates, New Brunswick).

At present there is no fuel-alcohol program underway in New Brunswick and plans for future development in this field are either non-existent or in the very early stages of formulation.

Quebec (Dr. André Chamberland, Hydro-Quebec Research Institute).

Quebec is actively involved in research into several alternative energy sources including wind, solar, tidal and biomass. The Province's wood and peat resources are being studied as feedstocks for methanol production.

Ontario (Dr. D. Strang, Consultant, Current Economics of Synthetic Liquid Fuels, Ontario).

Ontario has studied the production of both ethanol and methanol and has found that methanol has lower production costs considering the feedstocks the Province has abundantly available. For this reason methanol will probably be more attractive in the long term. Alcohol is still, however, more expensive to produce than gasoline; thus incentives will be required to speed up research and development to make alcohol cost-competitive with gasoline.

Manitoba (Mr. Gary Filmon, M.L.A. Manitoba).

Manitoba recently announced an \$18 million dollar agreement with Ottawa for research and development on renewable energy and conservation. The government has waived the motor fuel tax on alcohol in the Province and Mohawk Oil has taken over an unused distillery to produce fuel-grade ethanol from grain. The ethanol will be mixed with gasoline and marketed as gasohol at the company's approximately 18 retail outlets in Manitoba.

Saskatchewan (Mr. J.D. Hutchison, Policy, Planning and Research Department of Mineral Resources, Saskatchewan).

Saskatchewan feels that development of a power alcohol program may be feasible with the production of ethanol from grain being attractive in the short-term and the production of methanol from wood or coal being a reasonable goal in the long-term. However, the Province feels the development of the commercial production of ethanol from grain will require a good deal of research and development, and government subsidies. In terms of policy, the Saskatchewan government believes that the subsidies should be paid by the consumers of the product, not the producers.

Alberta (Mr. B.W. Karaim, Department of Energy and Natural Resources, Alberta).

The low cost of hydrocarbon fuels in this Province makes consideration of power-alcohol fuels a secondary interest; however, Alberta may be interested in producing methanol from natural gas.

British Columbia (Mr. Ray Langdon, Ministry of Universities, Science and Communications, British Columbia).

The Province is not very interested in alcohol fuels at the present time and apparently has no studies underway in this field. In British Columbia interest in alternative fuels centres on liquefied natural gas (LNG) or compressed natural gas (CNG). The Province is considering converting the government's vehicular fleet to the use of CNG.



## ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF POWER ALCOHOLS

Some of the advantages and disadvantages of ethanol and methanol which were mentioned during the conference are outlined below.

### Advantages

#### Ethanol

- renewable
- resource feedstock widespread therefore all regions can benefit from development
- rapidly changing technology therefore the economics can only improve
- may become more attractive for temperate regions if enzymic hydrolysis of starches and celluloses can be developed using biotechnological techniques
- burns clean, leaves no carbon deposits

#### Methanol

- renewable
- resource feedstocks widespread therefore all regions benefit from development
- rapidly changing technology therefore economics can only improve
- burns clean, leaves no carbon deposits

## Disadvantages

## Ethanol

- has a low energy density (11,500 Btu/lb) compared with gasoline (18,900 Btu/lb)
- the cost of food may well rise in the future, therefore ethanol feedstocks may become more valuable as food than as a source for ethanol
- production may be better suited for tropical countries than for temperate nations because of the availability of land, a long growing season, cheap labour, and a lack of hard currency to buy oil
- has no lubricating properties (can be overcome by mixing in a small amount of castor oil)

## Methanol

- has a low energy density (8,570 Btu/lb) compared with gasoline (18,900 Btu/lb)
- cost of infrastructure for distribution, guarding against toxicity and converting vehicles may be prohibitively expensive
- cost of fibre or cellulose may rise, therefore the feedstocks for methanol may become more valuable as fibre or cellulose than as a source for alcohol
- may become more attractive than ethanol in Canada because of a huge feedstock resource
- has no lubricating properties (can be overcome by mixing in a small amount of castor oil)

## ENDATIONS OF CANPAC '80

Recommendations formulated during the conference for a Power Alcohol Policy and Program were the following:

removal of federal and provincial taxes from vehicle fuels  
aining alcohols from biomass.

simplification and easing of licensing and bonding requirements  
the production of ethyl alcohol from Canadian biomass.

provision of financial incentives to entrepreneurs willing to  
d alcohol plants.

support of demonstration programs from alcohol production to end

investment of R & D funds in alcohol fuels production, especially  
cellulosic biomass so abundant in Canada.

blish joint government/academic/industrial technical advisory  
ls to identify promising new technologies and aid their transition  
ndustrialization.

incial input will be essential to any federal power alcohol  
ram. In some provinces or localities available feedstocks may  
ate the production of a fuel other than ethanol (i.e., such as  
anol).



## APPENDICE «AEEA-7»

Rapport sur CANPAC '80

The Canadian National Power Alcohol Conference  
au  
Comité spécial en matière d'énergie de remplacement du pétrole  
par

MM. Gary M. Gurbin, député et Al MacBain, C.R., député

Le 4 juillet 1980

Monsieur le président, Messieurs les membres du Comité:

### Introduction

Nous voudrions profiter de cette occasion pour présenter au Comité un bref rapport sur les aspects non techniques de cette conférence, dont les délibérations ont été d'une haute technicité puisqu'un grand nombre des participants étaient des spécialistes dans leur domaine. Les conférenciers venaient en effet d'universités, de conseils de recherche, du gouvernement, de bureaux d'experts-conseils et étaient tous des spécialistes reconnus dans un domaine scientifique ou technologique précis. Nous étions accompagnés de M. John Graham, du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement, spécialiste en biochimie. Nous lui sommes tous deux reconnaissants de l'aide instantanée qu'il nous a fournie tout au long de la conférence. Un des aspects les plus impressionnants de cette rencontre, à notre avis, est que le Biomass Energy Institute Incorporated est une organisation à but non lucratif qui, et cela lui est vraiment propre, n'existe que grâce aux initiatives de ses membres. Il s'agit donc d'une institution vraiment unique qui joue de toute évidence un rôle important dans l'exploitation énergétique de l'organomasse. La participation de plusieurs centaines de personnes, hauts fonctionnaires du gouvernement, cadres de l'industrie et responsables de la recherche, est une preuve de la fonction permanente et capitale que remplit l'Institut.

La conférence a été nommée The Canadian National Power Alcohol Conference (Conférence canadienne nationale sur l'alcool à brûler), dont l'abréviation est CANPAC '80. Elle a été organisée par le Biomass Energy Institute Inc. (304-870, rue Cambridge, Winnipeg, Manitoba), et avait pour objectif de faire le point sur les initiatives prises par les gouvernements fédéral et provin-

ciaux, l'industrie privée et le monde universitaire pour remplacer le pétrole et ses dérivés par d'autres combustibles liquides. Voici l'énoncé des objectifs de ce symposium:

- a) Éveiller l'attention des personnes intéressées sur toutes les recherches en cours visant à transformer l'alcool en source d'énergie et sur les projets en vue de le commercialiser et leur offrir l'occasion d'échanger leurs conceptions, projets et expériences avec d'autres personnes dans ce domaine.
- b) Donner aux personnes intéressées l'occasion d'examiner, entre autres, les sujets suivants: l'utilisation de charges d'alimentation pour la production d'alcool à brûler, les nouveaux procédés de production, les contraintes légales, le côté économique et l'utilisation de l'alcool à brûler et le point de vue de l'utilisateur final.
- c) Aider à la formulation de recommandations pour que soit énoncée une politique et un programme canadiens visant à exploiter au maximum toutes les possibilités de l'alcool à brûler afin de réduire au minimum les importations de pétrole étranger.

#### Observations d'ordre général

La conférence a essentiellement cherché à examiner les dimensions technologiques, sociales, économiques et politiques de l'utilisation de l'alcool en remplacement des combustibles liquides dérivés du pétrole, l'accent étant surtout mis sur les aspects technologiques et économiques du problème. Nous avons demandé la transcription intégrale de toutes les communications présentées à la conférence et une fois que nous les aurons reçues, notre personnel pourra les étudier.

D'un point de vue technique, il est intéressant de noter la grande diversité des façons dont on peut aborder l'étude du problème de l'alcool considéré comme combustible transportable. On convient en général que le méthanol (alcool méthylique) serait vraisemblablement meilleur marché si on tient compte des facteurs de production et de conversion à grande échelle, quoique



l'éthanol (alcool éthylique) paraît être plus immédiatement utile, sa combinaison au "gasahol" n'exigeant aucun changement technologique supplémentaire.

On peut soutenir que seul un mélange de 3 à 4% de méthanol avec de l'essence ordinaire est utilisable, tandis qu'avec l'éthanol, cette concentration peut aller jusqu'à 10% du mélange. Dans un cas comme dans l'autre, l'alcool doit être complètement anhydre avant d'être mélangé à l'essence. Une foule de facteurs techniques influence l'utilisation de l'alcool comme source de combustible.

Quelques orateurs ont critiqué le rôle joué à ce jour par les gouvernements dans le domaine du renouvellement des ressources d'énergie; ils estiment en effet que nous risquons de voir couper nos approvisionnements actuels de pétrole, dans l'avenir, sans préavis ou presque. Nous serions disposés à accepter cette critique, mais le Comité voudra sans doute tirer sa propre conclusion à ce sujet. À l'heure qu'il est, on peut au moins affirmer ceci: le Canada n'est pas à l'avant-garde des recherches portant sur l'utilisation de l'alcool comme combustible et les initiatives en ce sens ont jusqu'à aujourd'hui été disjointes, non subventionnées et prises au hasard. Mais au Brésil, par exemple, toute l'essence vendue contient jusqu'à 20% d'alcool, au moins 15 000 voitures consomment, à l'heure actuelle, uniquement de l'alcool et ce pays espère produire au moins 100 000 voitures de ce type cette année. La gasahol, qui comprend au maximum 10% d'alcool, est actuellement utilisé aux États-Unis. Le Brésil exporte aujourd'hui de l'alcool combustible pour profiter des prix pouvant atteindre \$60 le baril sur le marché actuel. Les 474 stations d'essence autorisées à vendre de l'alcool à brûler au Brésil ont un surplus d'alcool parce que des problèmes de main-d'oeuvre

et industriels ont forcé le gouvernement à reporter à 1988 son objectif: produire d'ici 1985 deux millions de voitures brûlant de l'alcool. Ces faits devraient nous éclairer sur les délais nécessaires, si on songe sérieusement ou si on est forcé à un moment donné de songer à remplacer le pétrole par un autre combustible utilisé dans les transports. Au Brésil, certains consommateurs utilisent de l'alcool pur dans les moteurs à essence, ce qui entraîne des problèmes mécaniques coûteux. Les techniciens brésiliens affirment que les mélanges contenant plus de 20% d'alcool corrodent les pièces des moteurs à essence. Aux États-Unis, comme nous l'avons déjà dit, le pourcentage d'alcool utilisé est de 10% au plus dans le gasahol. En 1981, la société Moh livrera dans certaines parties du Manitoba du gasahol contenant 10% d'alcool ou moins, mélange qui sera utilisé dans les moteurs à essence non modifiées. Il faudrait peut-être signaler ici que Mohawk a acquis une distillerie fermée ("Mohawk") et a l'intention de l'adapter à la production d'alcool à brûler (éthanol) qu'elle distribuera dans ses stations-service dans les environs après l'avoir mélangé à 90% d'essence. La province a accordé à cette société des dégrèvements fiscaux pour ce projet, mais ceux-ci seront rajustés à un moment donné, à mesure que l'augmentation des prix de l'essence influera sur la valeur économique du gasahol comme combustible.

Les universitaires, les industriels, les experts-conseils, les conseils de recherche et les gouvernements, entre autres, ont tous manifesté un vif intérêt pour l'alcool à brûler en tant que combustible pouvant remplacer le pétrole; mais l'absence totale de toute stratégie cohérente pour sa mise en valeur et de tout objectif à court ou à long terme est extrêmement navrante, vue la situation économique actuelle et notre incertitude quant à l'approvisionnement présent et futur en pétrole.

Des témoins, des États-Unis notamment, ont souligné que les progrès technologiques et les modifications apportées au procédé de traitement, pourraient permettre de tirer meilleur parti des éléments de la biomasse qui demeurent parfois inutilisés, comme par exemple l'hémicellulose.

### L'éthanol et le méthanol

Comme vous le savez, l'éthanol est un alcool obtenu par fermentation de céréales, de pommes de terre, de la canne à sucre et de végétaux semblables et qui entre dans la production du gasahol. Alors qu'il suffit de recourir au procédé traditionnel de fermentation vieux d'un millier d'années pour fabriquer des eaux-de-vie, lorsqu'il s'agit d'alcool à brûler, des considérations tout autres entrent en ligne de compte. Par exemple, le goût n'est plus à considérer mais les coûts et le volume deviennent des facteurs importants. La production d'alcool par fermentation en vue de l'obtention d'un carburant dicte d'importantes modifications au procédé de production. La technologie est déjà en place pour la production massive d'éthanol de cette façon, et le procédé s'améliore rapidement. Il suffit d'utiliser la fécule et les vitamines tirées des céréales, les protéines étant destinées à la production alimentaire. Un producteur du Québec déclarait qu'il touchait davantage pour ses rebuts que pour l'alcool qu'il fabriquait et qu'il ne voyait pas du tout comment il pourrait répondre à la demande en produits finals. La question de l'avenir du méthanol, en tant que carburant, a aussi été étudié en détail. Il est possible d'en produire à partir du gaz naturel, de fibres de bois, de déchets solides des municipalités, de charbon et de matières apparantées. Le traitement fait appel à la chaleur et à la pression et la technologie nécessaire à sa production massive est déjà chose acquise.

La production d'éthanol par fermentation de cellulose (fibres de bois)



et de déchets solides des municipalités semble maintenant tout à fait réalisable, mais aucune usine pilote n'a encore éprouvé les progrès scientifiques qui laissent croire à la viabilité du projet. Ces progrès technologiques ont été réalisés en matière de traitement de la cellulose avant fermentation.

Pour que l'essence contienne plus de 10% d'éthanol, il faut modifier les moteurs et il est bien évident que pour compter exclusivement sur le méthanol et l'éthanol il faudrait concevoir un moteur spécial adapté à chacun de ces carburants.

Il ne fait aucun doute que, pour que l'industrie se lance dans la production d'éthanol ou de méthanol, le gouvernement devra la subventionner. Toutefois des représentants du gouvernement ont mis en doute l'opportunité d'accorder des subventions à la production et aux importations de pétrole, en raison des concessions fiscales, de la perte de recettes fiscales due à l'importation de produits étrangers et en raison du fait qu'un baril de pétrole ne donne pas un baril d'essence. Apparemment, la "perte" est d'au moins 15%.

Un orateur de la Saskatchewan a fait valoir un aspect intéressant en soulignant que, puisque la provenance des carburants dont le Canada s'approvisionne se répartit entre plusieurs sources, toute pénurie devrait elle aussi être répartie. Il se demandait pourquoi la Saskatchewan, par exemple, devrait subventionner la production du carburant d'appoint? Il estimait que les subventions nécessaires devraient provenir du gouvernement fédéral, puisque les avantages en découlant bénéficieraient à toutes les provinces également. L'avance du Brésil en matière d'utilisation d'alcool comme carburant dans les transports, est attribuable à un apport massif de subventions.

### Conclusions

1. L'alcool en tant que carburant est une valeur sûre dont l'utilisation doit être encouragée.
2. Compte tenu de l'incertitude qui prévaut en matière de prix et d'approvisionnement pétroliers, nous ne pouvons nous payer le luxe d'attendre de disposer des meilleurs sources d'approvisionnement en matières brutes, des meilleurs procédés, ni que soit assurée la rentabilité de l'alcool en tant que carburant.
3. Le Canada est loin derrière d'autres pays dans les travaux de recherche et de développement de l'alcool en tant que carburant. Les gouvernements fédéral et provinciaux n'ont assuré ni la coordination ni le leadership suffisants, du moins jusqu'à maintenant en ce qui a trait à l'utilisation de l'alcool comme carburant transportable au Canada. Bien que la technologie soit toujours en évolution, des projets comme "Mohawk" sont des essais importants qui jusqu'à maintenant n'ont pas vraiment reçu l'appui du gouvernement bien qu'il s'agisse de mesures qui permettent de suivre l'évolution de la technologie.
4. Le Canada est à la remorque d'autres pays en matière de développement et de production de trousseaux permettant de convertir les moteurs à pétrole en moteurs à alcool.
5. Le Canada s'est laissé devancé par d'autres pays en matière de développement et de production de moteurs utilisant l'éthanol ou le méthanol ou de moteurs qui pourraient utiliser l'un ou l'autre au besoin après une conversion dont le coût serait minime.
6. Les avantages évidents et immédiats du gasahol ne doivent pas nous distraire des avantages réels d'un véritable alcool carburant.
7. Le Conseil économique du Canada doit être invité à faire une étude en

profondeur pour définir:

- a) le coût réel d'un gallon d'essence (avant imposition des taxes fédérales et provinciales) importé au prix mondial, en tenant compte de la contraction qui intervient au moment de la production;
- b) le coût réel d'un gallon d'essence (avant imposition des taxes fédérales et provinciales) provenant des sources nationales traditionnelles, des sables bitumineux et du pétrole off shore, en tenant compte d'un ensemble d'éléments comme les encouragements fiscaux, les concessions fiscales et les subventions; et
- c) l'effet global de a) et b) sur des aspects comme l'emploi, la balance des paiements, la perte de recettes fiscales attribuables au fait que la production finale s'effectue à l'extérieur du Canada ainsi que d'autres aspects semblables; et
- d) les taxes fédérales et provinciales actuellement imposées sur chaque gallon d'essence.

8. Que nous invitions le Conseil national de recherches à remettre un mémoire fournissant:

- a) les principaux détails de la grande variété d'études qu'elle poursuit actuellement sur les sources d'énergie renouvelables ou dont il a confié l'exécution à des tierces parties;
- b) la liste des études sur les sources d'énergie renouvelables dont il dispose actuellement, ainsi qu'un bref aperçu de chacune;
- c) la liste des membres de son personnel cadre qui oeuvre dans le domaine des sources d'énergie renouvelables ainsi que des précisions sur les compétences particulières de chacun;
- d) tout renseignement connexe qui, à son avis, pourrait aider le Comité.

9. Que nous soumettions une demande semblable au ministère de l'Énergie, des mines et des ressources ainsi qu'à d'autres organismes, avant même de les rencontrer.

10. À la fin de ses délibérations, le Comité pourrait en arriver à estimer, que la création d'un centre de recherche consacré à la mise en valeur et à la commercialisation de sources d'énergie renouvelables peut faire l'objet d'une recommandation. M. Hadi Husain a recommandé la création d'un centre de recherche sur les alcools carburants ainsi que la formation de groupes consultatifs composés de membres du gouvernement, d'universités et de



l'industrie afin d'aider les intéressés à se tenir au fait de l'évolution de ces nouvelles techniques et de favoriser leur application dans l'industrie. Les suggestions de M. Husain sont intéressantes, mais peut-être devraient-elles être élargies à toutes les sources d'énergie renouvelables, comme nous l'avons suggéré ci-dessus.

Respectueusement soumis,

Gary Gurbin, député

Al MacBain, C.R., député

## APPENDICE «AEEA-8»

Le 30 juin 1980

## RAPPORT SUR CANPAC 80

(LA CONFÉRENCE CANADIENNE NATIONALE SUR L'ALCOOL À BRÛLER)

Tenue du 18 au 20 juin 1980 à l'hôtel Fort Garry, Winnipeg (Manitoba)

par John Graham

Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement

CANPAC 80 a été une conférence très réussie qui réunissait

les représentants des secteurs gouvernemental, industriel, agricole et universitaire dans le but de discuter de l'avenir des alcools comme sources d'énergie de remplacement. Une quantité de nouveaux renseignements ont été diffusés lors de cette rencontre et l'on a insisté tout particulièrement sur le fait que le secteur des carburants alcoolisés évolue si rapidement qu'on ne peut saisir pleinement les progrès réalisés dans ce domaine en se fiant uniquement aux rapports publiés. Aussi a-t-on jugé bon d'énumérer brièvement les principaux points soulevés au cours des divers exposés dans une section de ce document. Celle-ci se comprendra peut-être mieux après lecture de la section sur les carburants alcoolisés figurant dans le document d'information du Comité qui traite en détail de tous les aspects de cette question. Une autre courte section décrit les travaux effectués sur les carburants alcoolisés dans les provinces, et une troisième traite brièvement de quelques-uns des avantages et des inconvénients de l'utilisation des alcools (méthanol et éthanol) comme carburants qui ont été soulevés au cours des délibérations. La dernière section donne la liste des recommandations formulées par CANPAC 80 en vue de l'élaboration d'une politique et d'un programme canadien des alcools à brûler.

## POINTS SAILLANTS SOULEVÉS PENDANT CANPAC 80

Les points suivants ont été soulevés par divers intervenants au cours de la conférence et méritent d'être examinés pour déterminer si les alcools à brûler joueront un rôle important dans l'avenir énergétique du Canada. Ces points apparaîtront mieux après lecture des sections sur l'utilisation des alcools, dans le document d'information du Comité, où les carburants alcoolisés seront discutés plus en détail.

- les économies d'énergie sont de la plus haute importance au Canada.
- les résidus de distillation pourront devenir plus utiles à l'avenir s'ils sont raffinés davantage.
- le propane pourrait être plus largement utilisé comme carburant. Il est probablement déjà rentable dans les parcs de véhicules.
- Mobil Oil a mis au point un procédé de production d'essence synthétique à partir du gaz naturel.
- l'alcool ne sera d'utilisation rentable que si le coût du gaz augmente.
- si nous nous lançons dans la production d'alcool, nous devons étudier toute une gamme de techniques de fabrication et non pas un seul procédé comme la conversion du gaz naturel.
- nous devons utiliser la chaleur perdue par les industries actuelles pour alimenter (améliorer) l'industrie des combustibles liquides et réduire l'énergie consommée pour la production d'alcool.
- toute discussion sur les facteurs économiques de la production d'alcool est peu concluante à l'heure actuelle parce que le



secteur des carburants alcoolisés change trop rapidement pour qu'on puisse se fier aux rapports publiés.

- le Canada doit réduire les barrières institutionnelles opposées actuellement à l'expansion des alcools à brûler, c'est-à-dire assouplir les restrictions imposées par le ministère fédéral du Revenu national (accise) pour que la production d'alcool à échelle réduite puisse progresser.
- la production d'éthanol à partir de céréales alimentaires utilise uniquement les hydrates de carbone des charges d'alimentation et ne diminue pas la quantité de protéines disponibles à la consommation. Ainsi, l'aspect moral de l'utilisation d'aliments pour produire de l'énergie semble réglé puisque le monde ne connaît aucune pénurie d'hydrates de carbone. En fait, si les terres de faible rendement actuellement en friche, parce qu'elles ne peuvent produire de céréales propres à la consommation, étaient exploitées afin de produire des hydrates de carbone destinés à l'industrie des alcools, la quantité des protéines disponibles sur les marchés mondiaux pourrait en fait augmenter.
- il serait peut-être possible de recourir à la science de la biotechnologie pour produire des céréales à forte teneur en hydrates de carbone et à faible teneur en protéines.
- les techniques biotechnologiques peuvent servir à mettre au point des organismes capables d'hydrolyser l'amidon ou la cellulose et du même coup de favoriser la fermentation, transformant ainsi la production d'éthanol en un procédé à étape unique. Les perspectives d'un tel progrès semblent prometteuses d'ici cinq ans.

- la fermentation des sucres à cinq molécules de carbone contenus dans l'hémicellulose du bois pourrait augmenter considérablement la production d'alcool tiré des charges d'alimentation cellulosiques.
- les cocultures (deux organismes ou plus sont cultivés ensemble pour produire de l'éthanol) promettent d'augmenter la production d'alcool dans le processus de fermentation.
- les techniques traditionnelles de fermentation et de distillation peuvent être améliorées de façon à réduire la consommation d'énergie. On peut y parvenir en utilisant des techniques actuelles éprouvées.
- bien que le méthanol contiennent moins de Btu par volume que l'essence, après pyrolyse, ils sont plus maigres et leurs températures plus basses et, lorsqu'on les mélange à l'essence, ils peuvent même augmenter le millage dans une proportion variant de 3 à 6%.
- les estimations des coûts d'immobilisation pour la construction d'une usine de méthanol comparativement à ceux d'une usine de liquéfaction du charbon, d'une usine de traitement des sables bitumineux ou d'une usine de pétrole lourd indiquent que le coût par unité d'énergie livrée par une usine de production d'alcool est considérablement moins élevé que pour les autres usines mentionnées. De même, le temps nécessaire pour faire démarrer une usine de méthanol serait moindre que pour les autres types d'usine.
- l'alcool peut être utilisé pour augmenter l'indice d'octane de l'essence (l'indice d'octane est une mesure de la résistance du combustible à l'allumage spontané).
- l'alcool pur utilisé dans les moteurs à alcool peut contenir jusqu'à 20% d'eau sans perte d'efficacité.

- l'ajout d'éthanol anhydre (sans eau) au combustible diesel diminue considérablement les émissions de particules.
- les problèmes de corrosion parfois associés au méthanol peuvent probablement être facilement surmontés grâce à l'utilisation de différents matériaux pour les pièces d'automobile en cause.
- les problèmes de séparation de phase des mélanges alcool-essence ou alcool-diesel peuvent être réglés par l'utilisation d'émulseurs.

#### BREF RÉSUMÉ DE LA RECHERCHE SUR LES CARBURANTS ALCOOLISÉS ET RÉALISATIONS DANS LES PROVINCES

Terre-Neuve (M. Nat French, gestionnaire, Economies d'énergie et énergies renouvelables, ministère des Mines et de l'Énergie, Terre-Neuve)

À l'heure actuelle le gouvernement de Terre-Neuve n'a aucun programme d'alcool à brûler, mais il se peut qu'il entreprenne, vers la fin de cette année ou au début du printemps prochain, des études sur l'utilisation des déchets agricoles et forestiers comme charges d'alimentation dans la production d'alcool. La possibilité d'utiliser également la tourbe et les arbres tués par la tordeuse des bourgeons d'épinettes pourra être étudiée. De l'avis de la province, les carburants alcoolisés sont au bas de la liste des priorités par rapport aux autres sources d'énergie de remplacement à cause de l'intérêt porté à la production hydro-électrique et à l'exploitation du pétrole et du gaz au large des côtes.



Nouvelle-Écosse (M. Vaughn Munroe, Renewable Energy Demonstration Programme, ministère des Mines et de l'Énergie, Nouvelle-Écosse)

La Nouvelle-Écosse peut envisager la production de méthanol à partir de charbon ou de bois, mais à l'heure actuelle, elle semble ne pas vouloir s'engager à cause de l'incertitude de l'économie et de l'évolution des techniques.

Île-du-Prince-Édouard (M. Douglas Hayes, Agriculture Canada)

L'Île-du-Prince-Édouard pourrait utiliser des pommes de terre rejetées pour la production d'éthanol, mais elle estime que la situation économique est trop incertaine actuellement. Par exemple, quelle incidence l'utilisation extensive de pommes de terre rejetées aurait-elle sur le prix des grains de provende et, partant, sur le prix du boeuf? Elle étudie aussi la possibilité d'utiliser comme charge d'alimentation dans la production d'éthanol les effluents de l'industrie de traitement des produits alimentaires.

Nouveau-Brunswick (M. Owen Washburn, Washburn, Gillies and Associates, Nouveau-Brunswick)

À l'heure actuelle, aucun programme de carburant alcoolisé n'est en cours au Nouveau-Brunswick et des projets dans ce domaine sont ou bien inexistants ou au tout début de leur formulation.

Québec (M. André Chamberland, Institut de recherches de l'Hydro-Québec)

Le Québec participe activement à la recherche de diverses sources d'énergie de remplacement dont les énergies éolienne, solaire, marémotrice et organomassique. Les ressources en bois et en tourbe de la province sont étudiées comme charges possibles d'alimentation dans la production de méthanol.

Ontario (M. D. Strang, expert-conseil, Current Economics of Synthetic Liquid Fuels, Ontario)

L'Ontario a étudié la production d'éthanol et de méthanol et a découvert que cette dernière coûte moins cher vu l'abondance des charges d'alimentation dont dispose la province. Pour cette raison, la production de méthanol sera probablement plus intéressante à long terme. L'alcool reste cependant plus cher à produire que l'essence; aussi faudra-t-il prendre des mesures incitatives pour accélérer la recherche et le développement afin de rendre les coûts de l'alcool compétitifs avec ceux de l'essence.

Manitoba (M. Gary Filmon, L.A.M., Manicoba)

Le Manitoba a annoncé récemment la signature d'un accord de recherche et de développement de \$18 millions avec Ottawa sur les énergies renouvelables et les économies d'énergie. Le gouvernement a différé la taxe sur les carburants perçue sur l'alcool dans la province et Mohawk Oil a racheté une distillerie abandonnée pour produire, à partir de céréales, de l'éthanol propre à être utilisé comme carburant. Cet

éthanol sera mélangé avec de l'essence et commercialisé sous le nom de gazohol dans les quelque dix-huit points de vente de la société au Manitoba.

Saskatchewan (M. J.D. Hutchison, Politique, planification et recherche, ministère des Ressources minérales, Saskatchewan)

La Saskatchewan estime que la mise sur pied d'un programme des alcools à brûler peut être faisable: la production d'éthanol à partir des céréales serait intéressante à court terme et celle de méthanol tiré du bois ou du charbon serait un objectif raisonnable à long terme. Cependant, la province est d'avis que l'expansion de la production commerciale d'éthanol à partir des céréales nécessitera beaucoup de recherche et de développement, ainsi que des subventions gouvernementales. Le gouvernement de la Saskatchewan préconise une politique selon laquelle les subventions seraient versées aux consommateurs du produit et non aux producteurs.

Alberta (M. B.W. Karaim, ministère de l'Énergie et des ressources naturelles, Alberta)

Le faible coût des combustibles fossiles dans la province l'incite peu à se tourner vers les carburants contenant de l'alcool; cependant, l'Alberta pourra s'intéresser à la production de méthanol à partir du gaz naturel.



Colombie-Britannique (M. Ray Langdon, ministère des Universités, de la Science et des Communications, Colombie-Britannique).

Le gouvernement de la province ne s'intéresse pas beaucoup aux carburants alcoolisés à l'heure actuelle et, de toute évidence, ne fait aucune étude dans ce domaine. En Colombie-Britannique, l'intérêt pour les combustibles de remplacement se porte surtout sur le gaz naturel liquéfié (GNL) ou sur le gaz naturel comprimé (GNC). La province songe à convertir le parc automobile du gouvernement au GNC.

#### AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES ALCOOLS À BRÔLER

Certains des avantages et inconvénients de l'éthanol et du méthanol mentionnés au cours de la conférence sont énumérés ci-dessous.

##### Avantages

###### Éthanol

- ressource renouvelable
- charges d'alimentation largement répandues et toutes les régions pourront donc profiter de l'exploitation
- techniques en évolution rapide dont la rentabilité ne peut que s'améliorer

###### Méthanol

- ressource renouvelable
- charges d'alimentation largement répandues et toutes les provinces pourront donc profiter de l'exploitation
- techniques en évolution rapide dont la rentabilité ne peut que s'améliorer

## Avantages

## Éthanol

- peut devenir plus intéressant dans les régions tempérées si l'hydrolyse par l'action enzymatique des amidons et des substances cellulosiques peut être effectuée par des méthodes biotechnologiques

## Méthanol

- brûle proprement et ne laisse aucun dépôt de carbone

## Inconvénients

## Éthanol

- a une faible densité énergétique (11,500 Btu/livre) comparativement à l'essence (18,900 Btu/livre)
- le coût des aliments peut augmenter à l'avenir et les charges d'alimentation de l'éthanol pourraient donc devenir plus utiles comme aliments que comme sources d'éthanol
- la production peut être mieux adaptée aux pays tropicaux qu'aux pays tempérés étant donné l'existence de terrains propices,

## Méthanol

- a une faible densité énergétique (8,570 Btu/livre) comparativement à l'essence (18,900 Btu/livre)
- le coût de l'infrastructure de distribution, des mesures de protection contre la toxicité et de la conversion des véhicules peut devenir prohibitif
- le coût des fibres ou des substances cellulosiques peut augmenter ce qui fait que les charges d'alimentation pourraient devenir plus utiles comme

## Inconvénients

## Éthanol

## Méthanol

- |  |  |
|--|--|
| la longue saison de croissance, les faibles coûts de main-d'oeuvre et la pénurie de devises fortes pour acheter du pétrole         | fibres ou comme substances cellulosiques que comme sources d'alcool  |
| - n'a aucune propriété lubrifiante (ce problème peut être surmonté en mélangeant à l'éthanol une faible quantité d'huile de ricin) | - peut devenir plus intéressant que l'éthanol au Canada vu l'abondance des charges d'alimentation                                  |
|  | - n'a aucune propriété lubrifiante (ce problème peut être surmonté en mélangeant au méthanol une faible quantité d'huile de ricin) |

## RECOMMANDATIONS DE CANPAC 80

Les recommandations formulées au cours de la Conférence en vue de l'élaboration d'une politique et d'un programme canadien sur les alcools à brûler ont été les suivantes:

- suppression des taxes fédérales et provinciales sur les carburants contenant des alcools organomassiques.
- simplification et assouplissement des conditions d'obtention de permis et de cautionnements pour la production d'alcool éthylique à partir de l'organomasse canadienne.

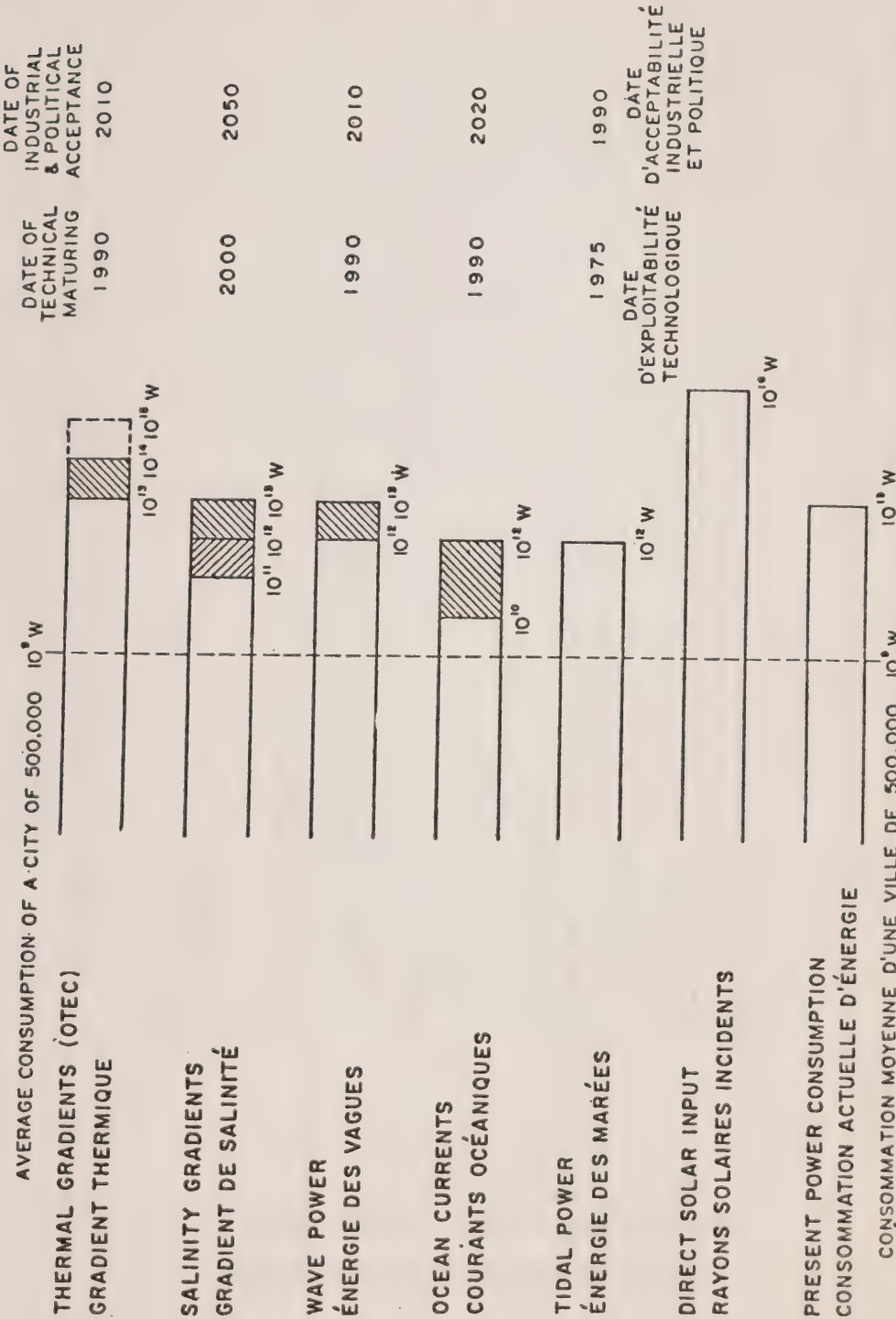


- octroi de stimulants financiers aux entrepreneurs qui acceptent de construire des usines de production d'alcool.
- financement des programmes de démonstrations de la production d'alcool jusqu'au stade de l'utilisation finale.
- investissement de fonds de R & D dans la production de carburants alcoolisés, surtout ceux fixés de l'organomasse cellulosique si abondante au Canada.
- création de groupes d'étude consultatifs techniques regroupant des représentants des secteurs gouvernemental, universitaire et industriel afin de signaler les nouvelles techniques prometteuses et de faciliter leur industrialisation.
- participation indispensable des provinces à tout programme fédéral de production d'alcool à brûler. La nature des charges d'alimentation disponibles dans certaines provinces ou collectivités influera sur la décision de produire un combustible autre que l'éthanol (le méthanol, par exemple).

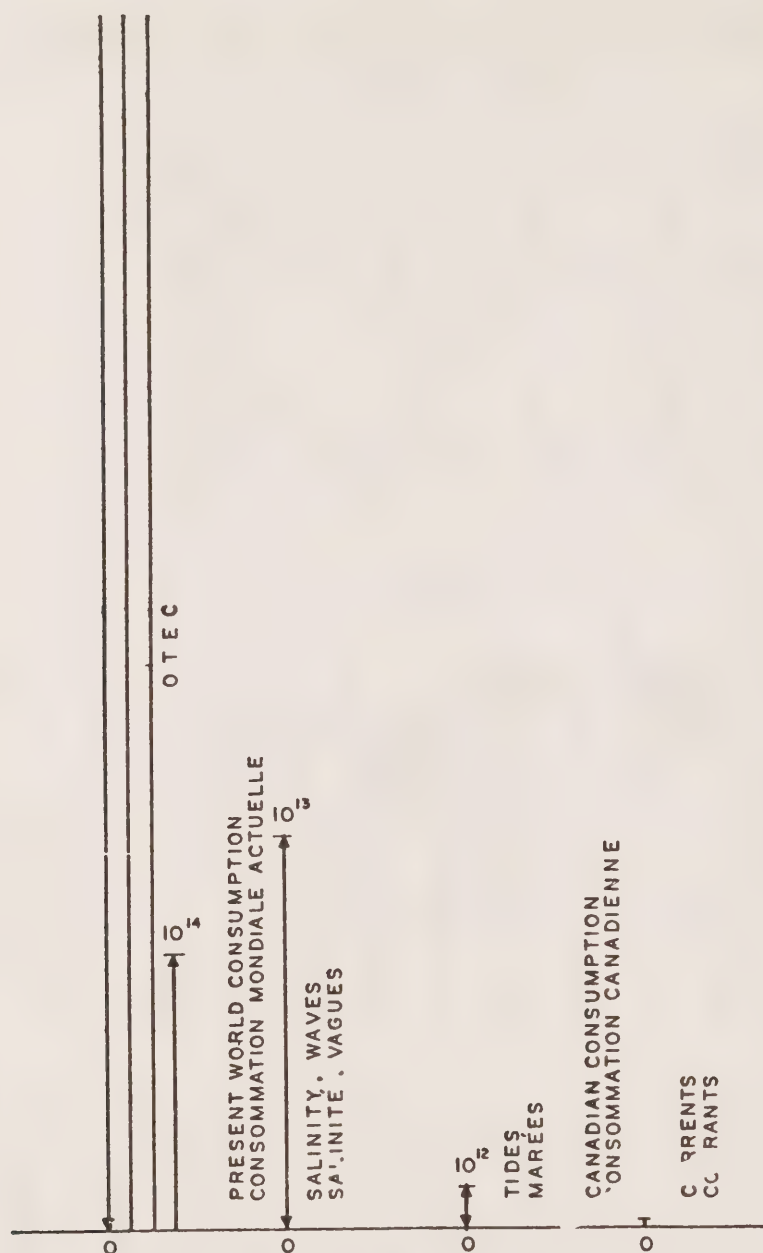
APPENDIX "AEEA 9"

APPENDICE «AEEA 9»

ESTIMATES OF GLOBAL OCEAN ENERGY RESOURCES



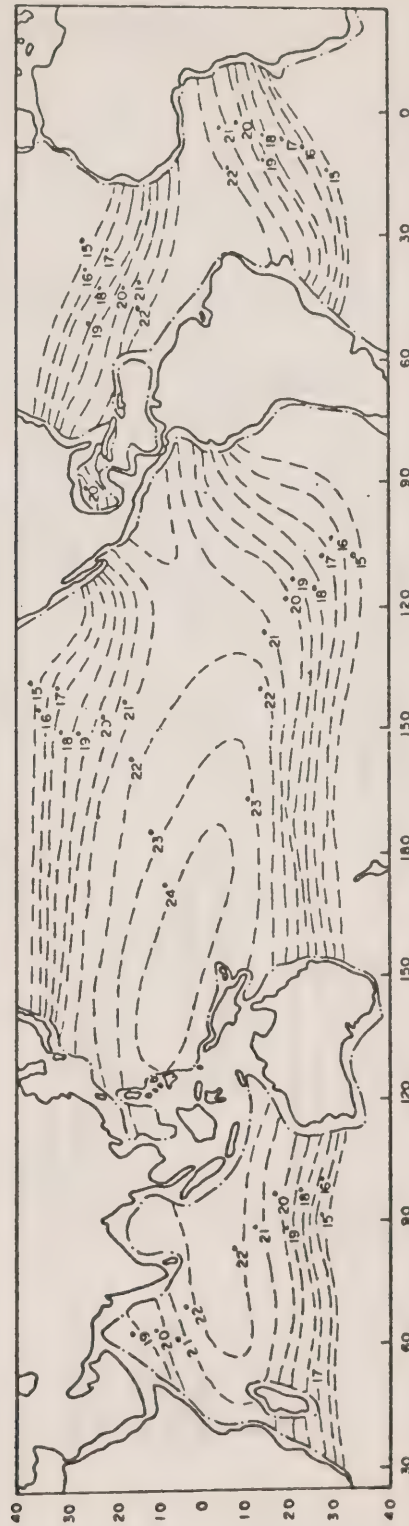
ÉVALUATION GLOBALE DES RESSOURCES ÉNERGETIQUES DE L'OCCÉAN



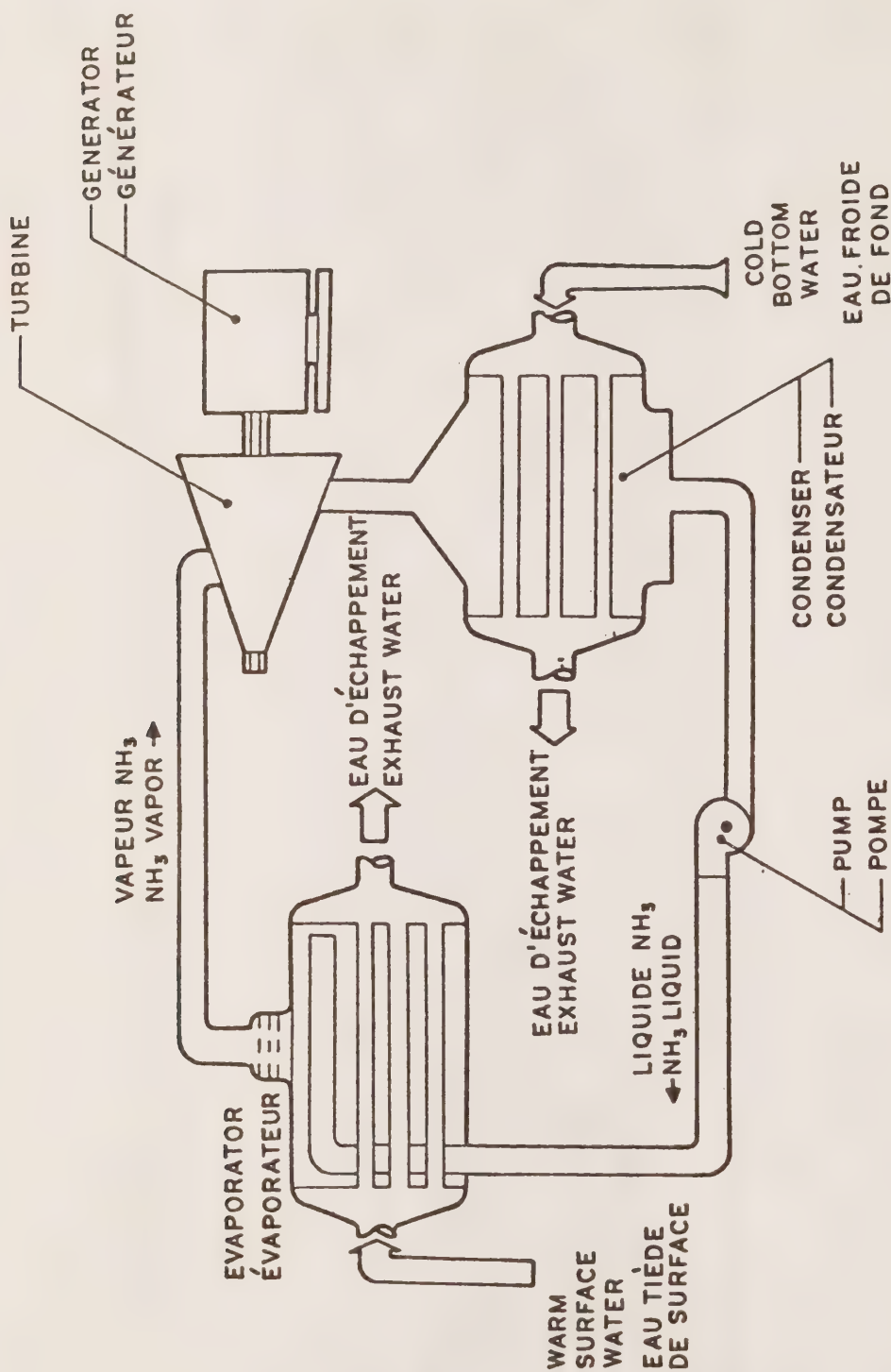
ESTIMATES OF OCEAN POWER (WATTS)  
ÉVALUATION D'ÉNERGIE DE L'OcéAN



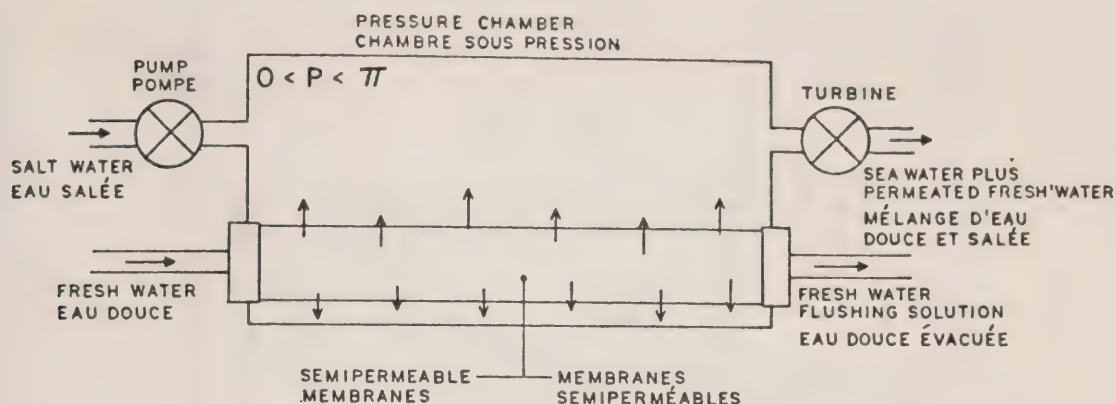
OCEAN THERMAL ENERGY RESOURCES  
RESSOURCES D'ÉNERGIE HYDROTHERMIQUE DE L'OcéAN



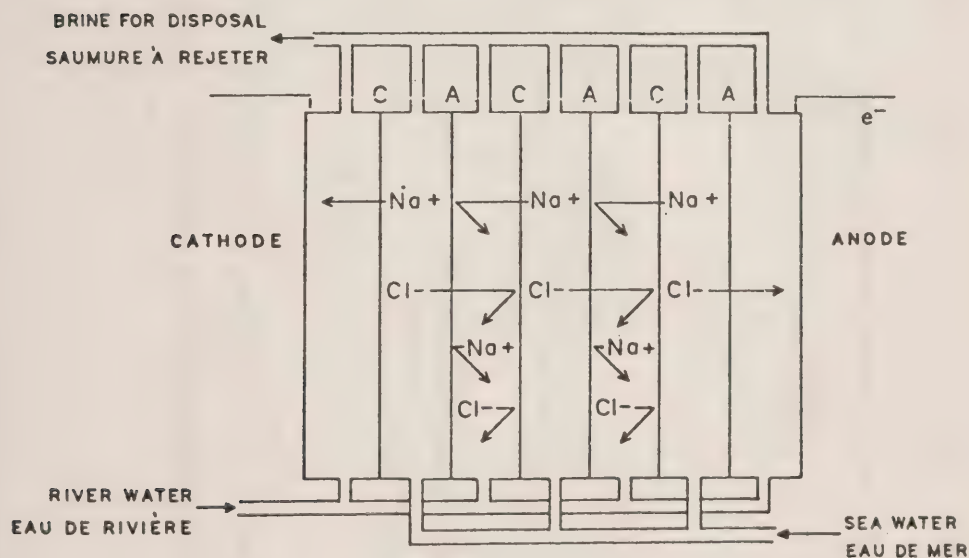
TEMPERATURE DIFFERENCES BETWEEN SURFACE AND DEPTH OF 1000 m  
DIFFERENCE DE TEMPÉRATURE ENTRE LA SURFACE ET LA PROFONDEUR DE 1000 m



OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION POWER SYSTEM  
 SYSTÈME DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE HYDROTHERMIQUE DE L'OcéAN

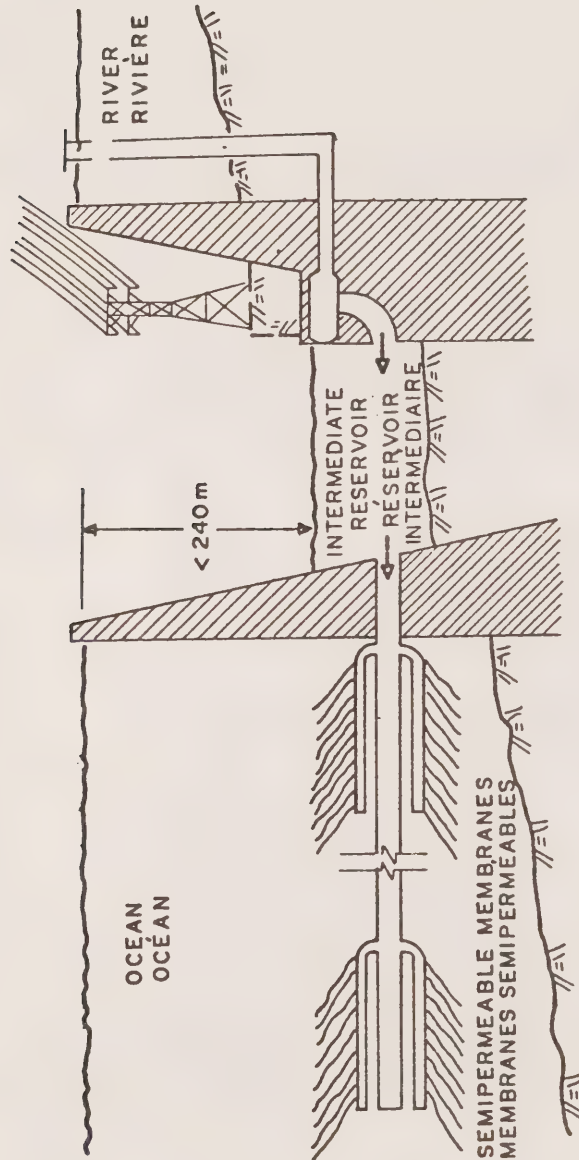


SCHEMATIC DIAGRAM OF A "PRESSURE RETARDED OSMOSIS"  
ENERGY CONVERSION DEVICE  
DIAGRAMME DE L'APPAREIL DE CONVERSION D'ÉNERGIE PAR OSMOSE

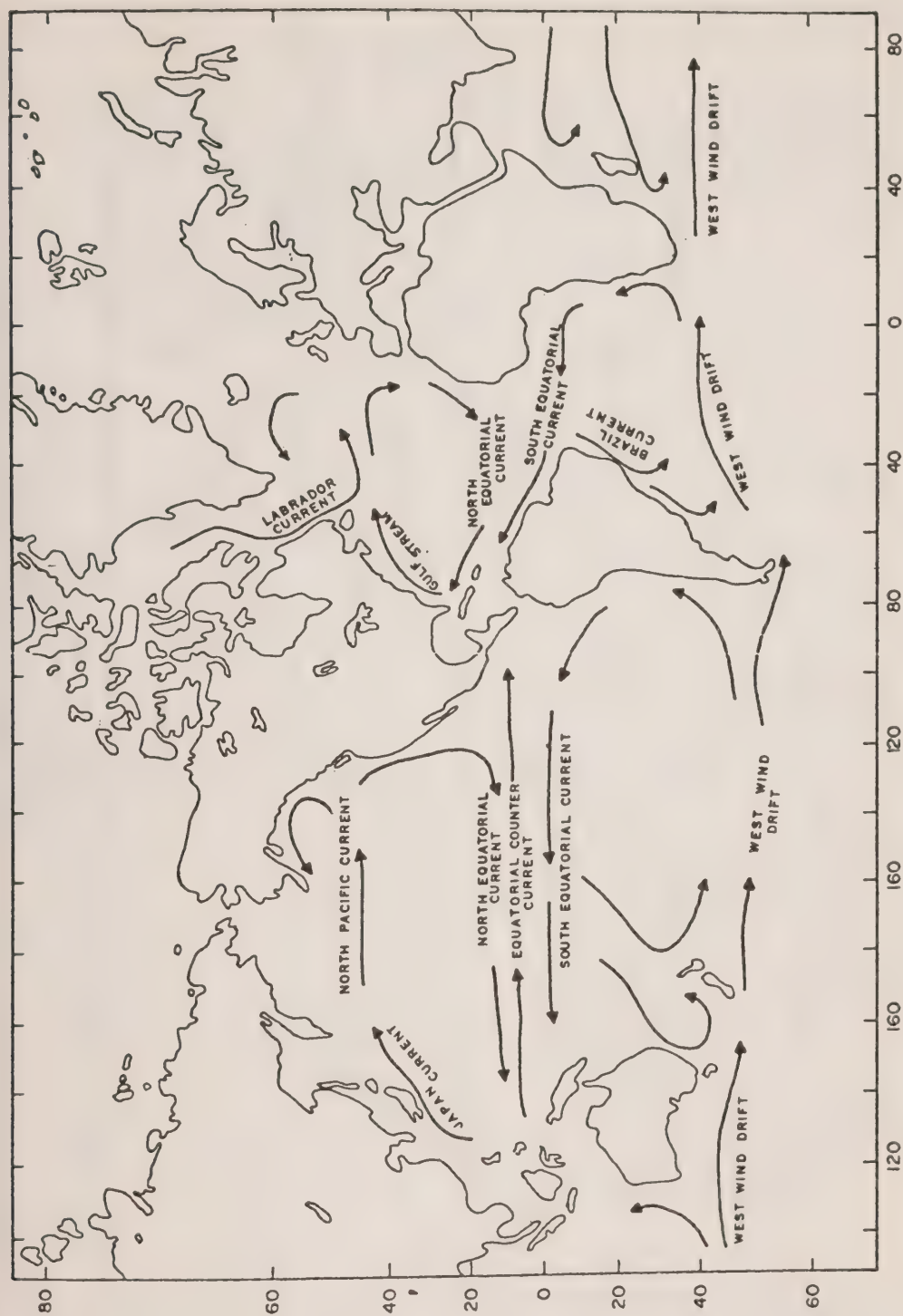


REVERSE ELECTRODIALYSIS STACK  
UNITÉ D'ÉLECTRODIALYSE INVERSÉE



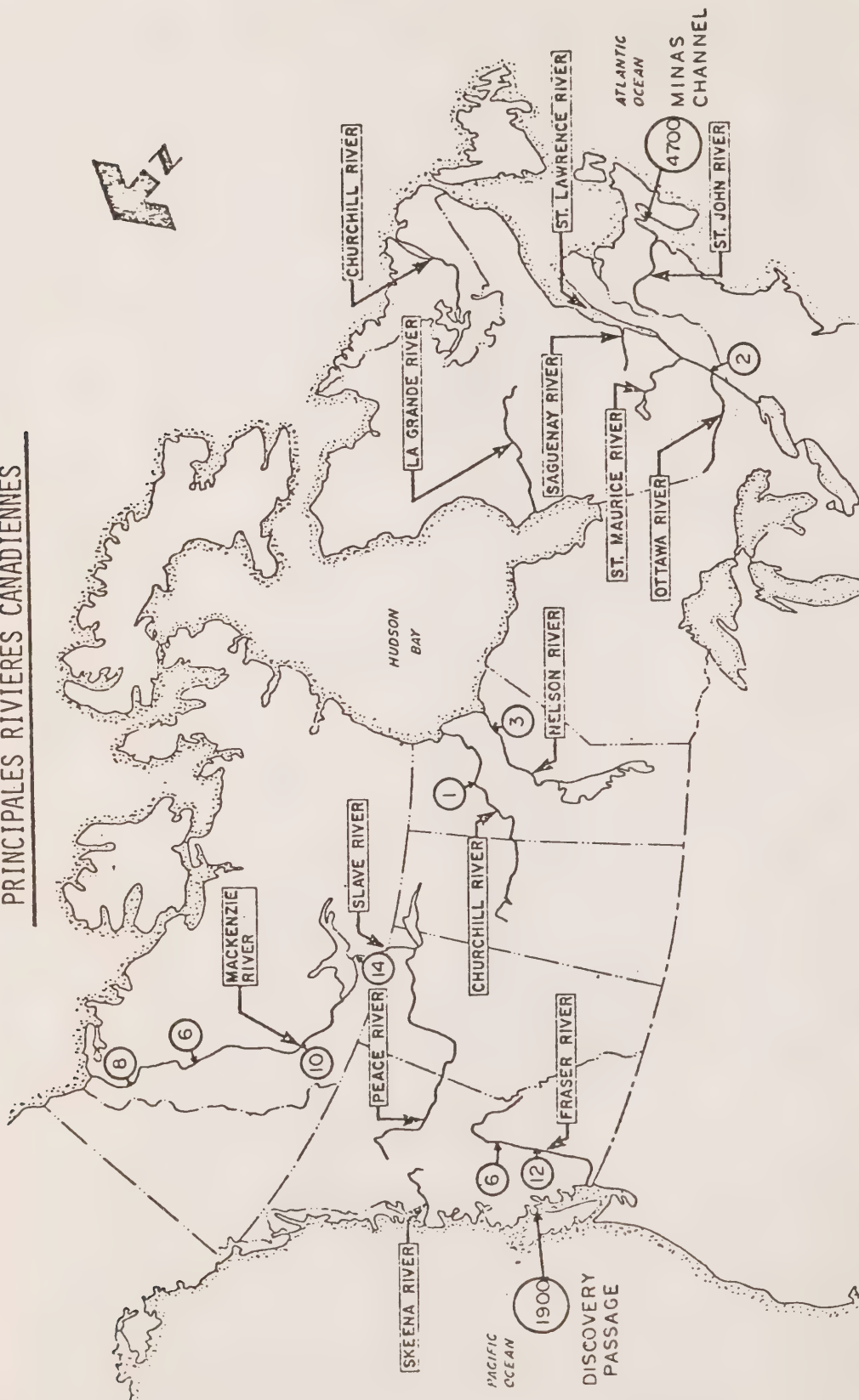


SCHEMATIC REPRESENTATION OF SALINITY POWER PLANT  
PLAN SCHÉMATIQUE DE LA CENTRALE EXPLOITANT LA SALINITÉ DE L'Océan



OCEAN CURRENTS  
COURANTS OCÉANQUES

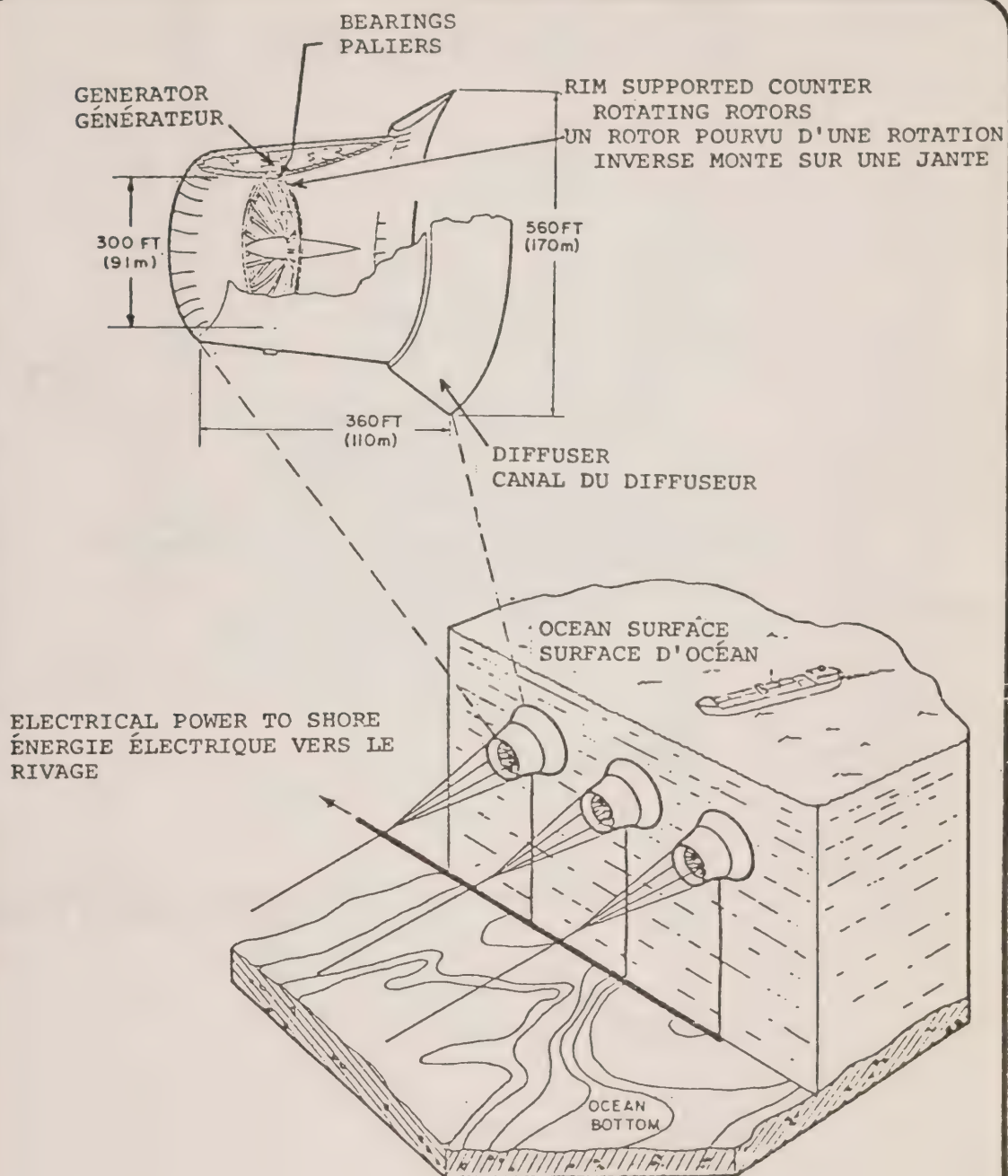
# MAJOR CANADIAN RIVERS PRINCIPALES RIVIÈRES CANADIENNES



6 → TOTAL KINETIC ENERGY POWER (MW) IN A SINGLE RIVER OR ESTUARY CROSS SECTION. MANY MORE SECTIONS MAY BE EXPLOITED IN EACH REACH. RIVERS WITHOUT NUMBERS FAILED TO MEET THE CRITERIA, VELOCITY > 1.5 M/S, DEPTH > 3 M, WIDTH > 50 M.

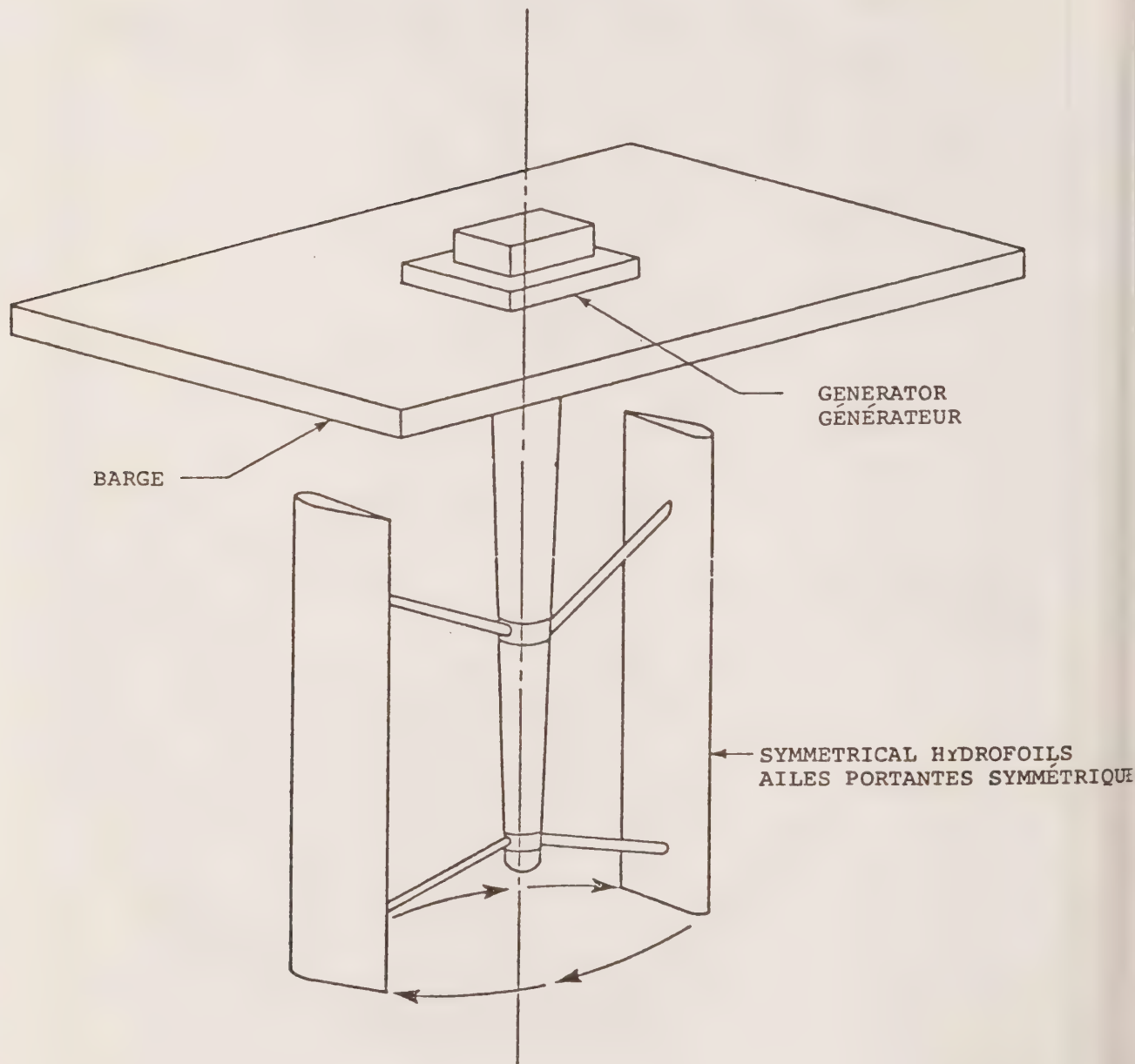
ÉNERGIE CINÉTIQUE TOTALE (EN MW) DANS UNE SEULE SECTION DE RIVIÈRES OU ESTUAIRES. PLUSIEURS SECTIONS PEUVENT ÊTRE EXPLOITÉES DANS CHACUN DES BIEFS. RIVIÈRES SANS CHIFFRES NE RÉPONDENT PAR À TOUS LES CRITÈRES.





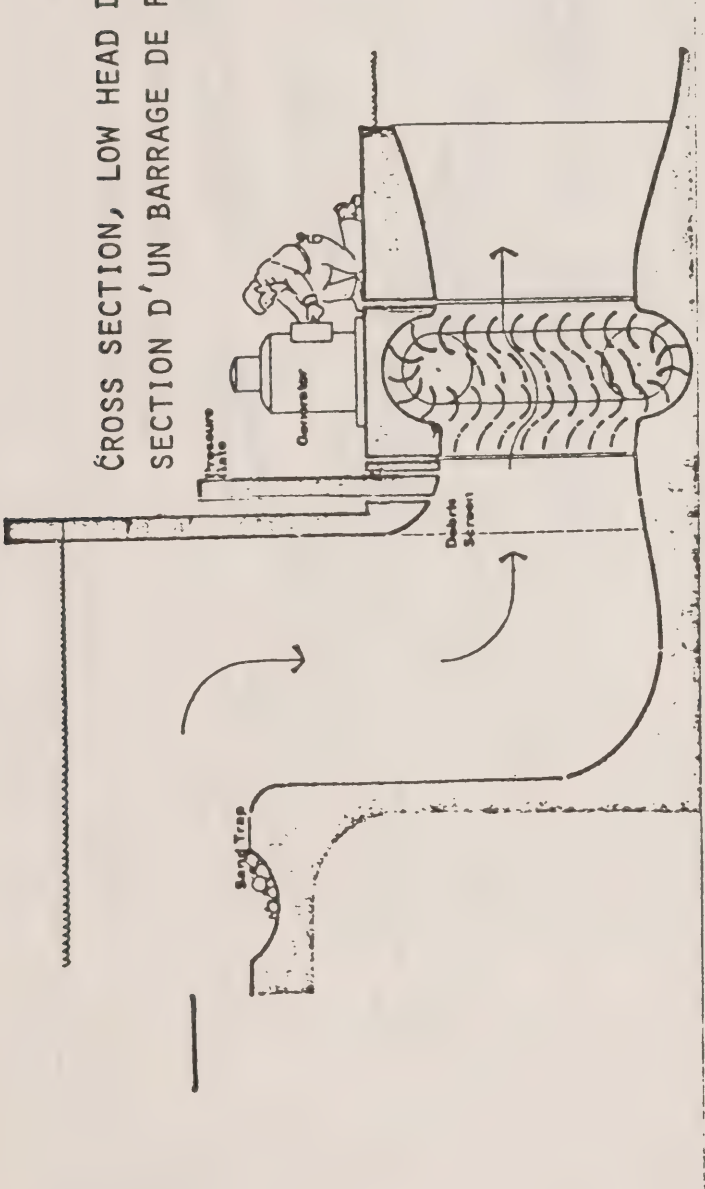
MOORING AND MECHANICAL LAYOUT OF CORIOLIS UNIT  
AMARRAGE ET DISPOSITION MÉCANIQUE DE L'UNITÉ CORIOLIS

VERTICAL AXIS WATERMILL  
TURBINE HYDRAULIQUE À AXE VERTICAL



- NOTES: 1. DEVICE MAY ALSO BE BOTTOM MOUNTED.  
DISPOSITIF PEUT ÊTRE MONTÉ ÉGALEMENT PAR LE BAS.
2. TESTED BY NOVA ENERGY LTD, HALIFAX AT AND FOR NRC, OTTAWA.  
TEL QU'ÉTUDIÉ DANS LE LAB. HYDRAULIQUE DU CNRC PAR LE  
NOVA ENERGY LTD, DE HALIFAX.

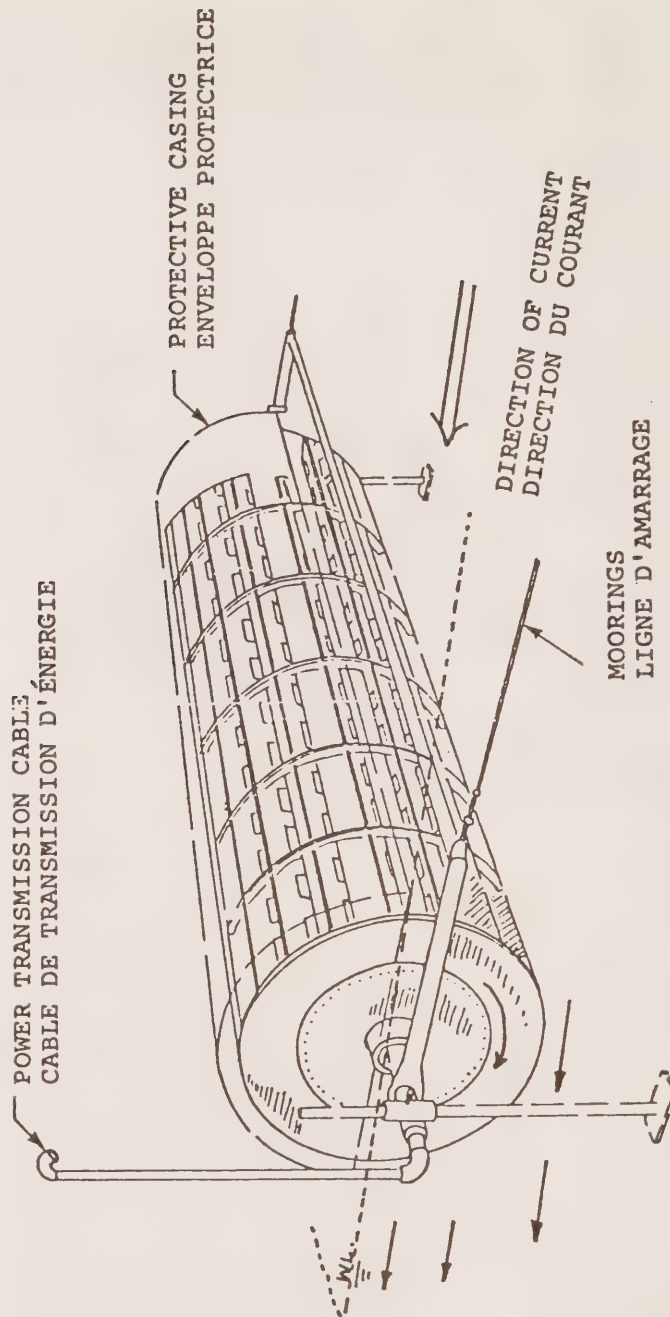
CROSS SECTION, LOW HEAD DAM  
SECTION D'UN BARRAGE DE FAIBLE CHARGE



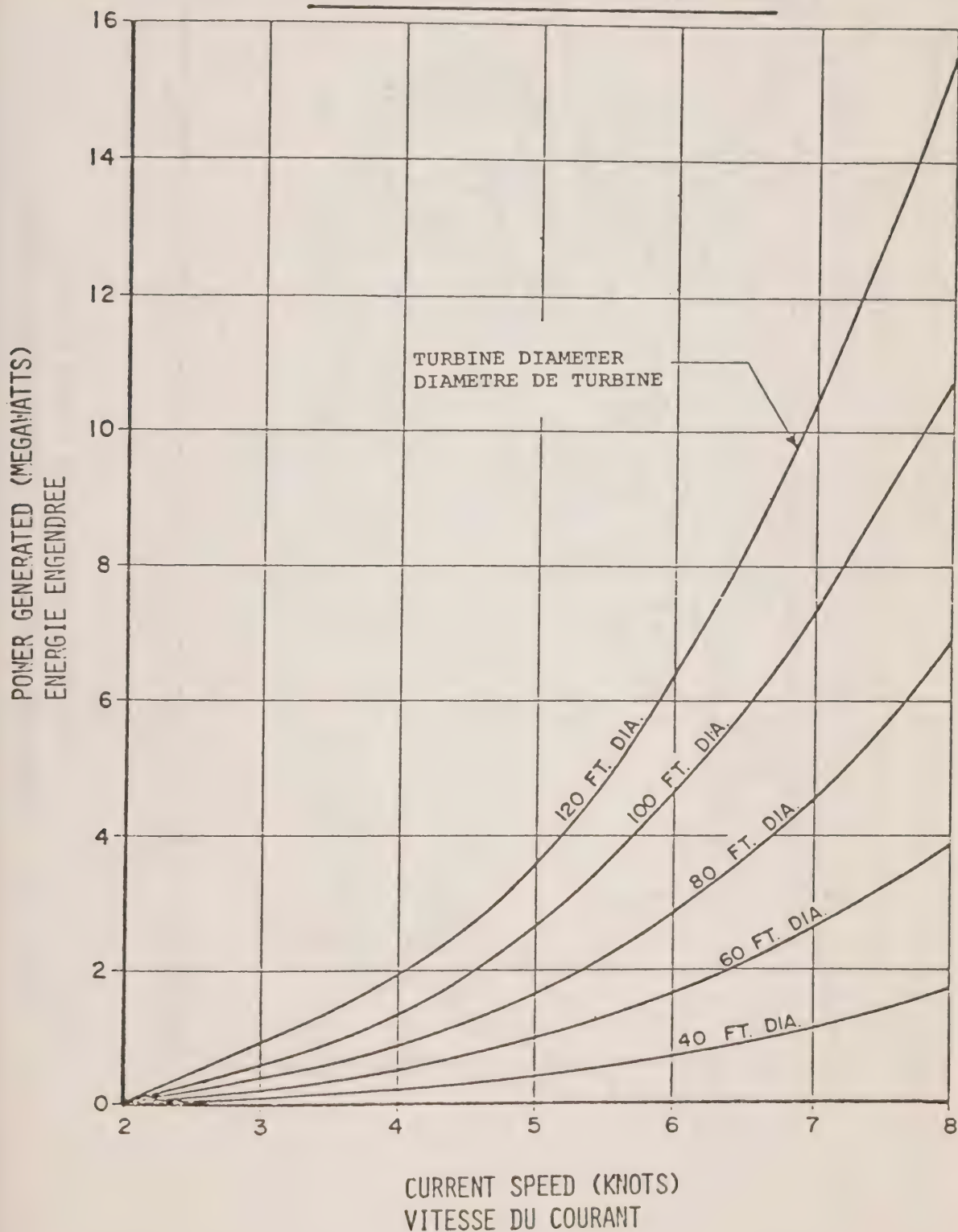
SCHNEIDER LIFT TRANSLATOR  
COURROIE TRANSPORTEUSE DE SCHNEIDER

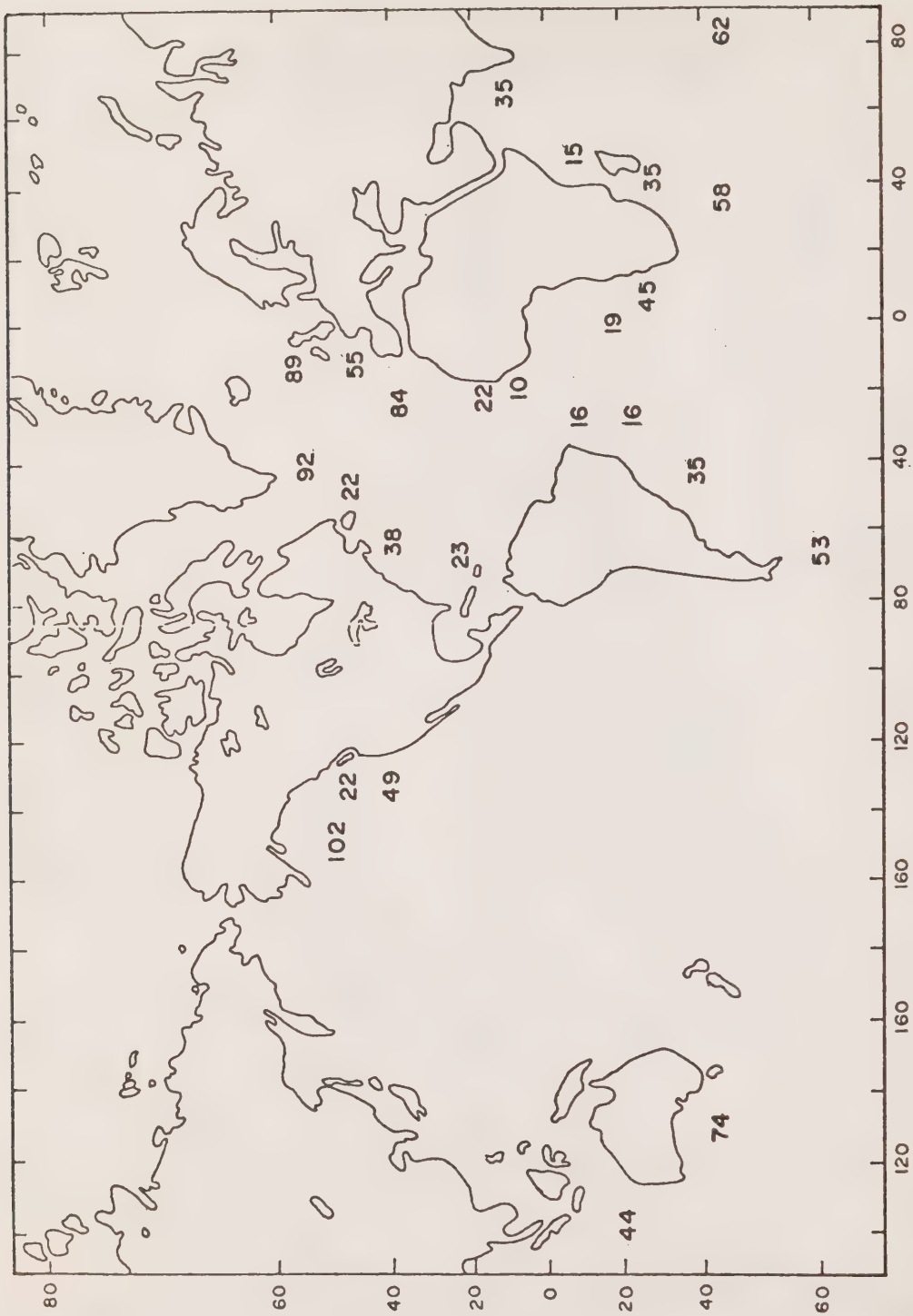


PADDLEWHEEL SURFACE TURBINE  
TURBINE DU SURFACE, ROUER À AUBES



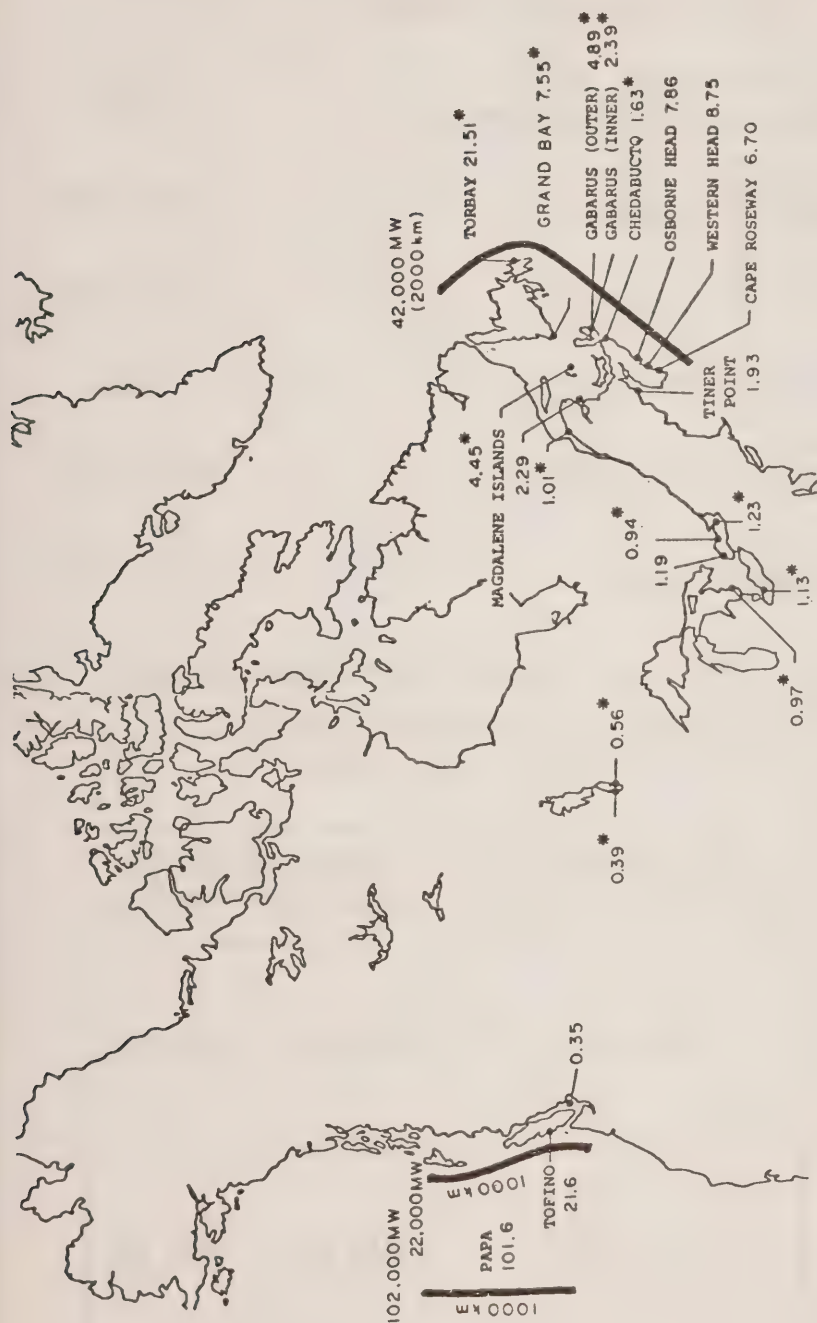
VERTICAL AXIS WATER TURBINE  
TURBINE HYDRAULIQUE À AXE VERTICAL





AVERAGE ANNUAL WAVE POWER (kW/m)  
MOYENNE ANNUELLE DE L'ÉNERGIE DES VAGUES





\* DENOTES ICE FREE SEASON

\* REPRÉSENTE LA PÉRIODE DÉPOURVUE DE GLACE

AVERAGE ANNUAL WAVE POWER (kW/m) AND  
ESTIMATED TOTAL WAVE POWER RESOURCES AT OFFSHORE LOCATIONS  
MOYENNE ANNUELLE DE L'ÉNERGIE DES VAGUES ET  
RESSOURCES GLOBALES APPROXIMATIVES DE L'ÉNERGIE DES VAGUES EN PLEINE MER

## PRACTICAL LIMITATIONS TO WAVE POWER EXTRACTION FROM TOTAL RESOURCES

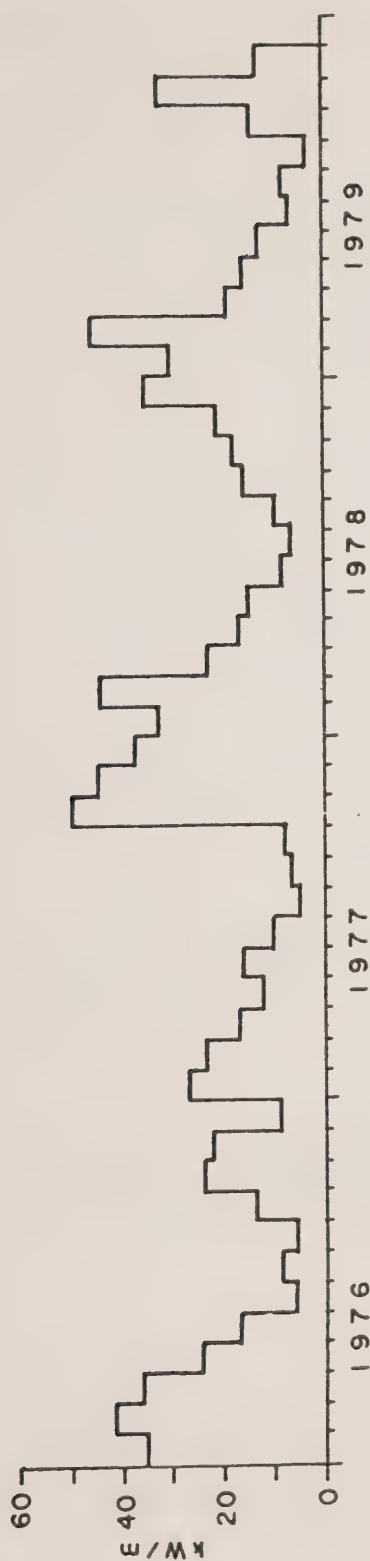
LIMITATIONS PRATIQUES D'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE DES VAGUES  
À PARTIR DES RESSOURCES GLOBALES

1.	DIRECTIONAL CORRECTION FACTOR COEFFICIENT DE CORRECTION POUR LA DIRECTION	0.78
2.	BASIC DEVICE EFFICIENCY RENDEMENT DU DISPOSITIF PRINCIPAL	0.35 - 0.50
3.	POWER CONVERSION EFFICIENCY RENDEMENT DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE	0.40 - 0.60
4.	MACHINE RELIABILITY FACTOR COEFFICIENT DE FIABILITÉ DE LA MACHINE	0.95
5.	DEVICE SPACING FACTOR COEFFICIENT D'EMPLACEMENT DU DISPOSITIF	0.50 - 0.80
	TOTAL EFFICIENCY FACTOR COEFFICIENT DU RENDEMENT GLOBAL	0.05 - 0.18

## APPLICATION OF TOTAL EFFICIENCY FACTOR TO WAVE POWER RESOURCES

APPLICATION DU COEFFICIENT DU RENDEMENT GLOBAL  
AUX RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DES VAGUES

LOCATION ENDROIT	TOTAL RESOURCES RESSOURCES GLOBALES	REDUCED RESOURCES RESSOURCES PONDEREES
WEST COAST DEEP WATER CÔTE-OUEST EAU PROFONDE	102 000 MW	5100 MW - 18 400 MW
WEST COAST SHALLOW WATER CÔTE-OUEST EAU PEU PROFONDE	22 000 MW	1100 MW - 4000 MW
EAST COAST CÔTE-EST	42 000 MW	2100 MW - 7600 MW



MONTHLY VARIATION OF WAVE POWER AT TOFINO , B.C.  
VARIATION MENSUELLE DE L'ÉNERGIE DES VAGUES À TOFINO , C.B



HOUR	DATE - D/M/Y	HEIGHT - Hm	PEAK PERIOD	ENERGY FLUX	W / m
0	6/11/75	7.7	11.4	21.64	***
300	6/11/75	10.7	9.4	34.92	***
600	6/11/75	16.6	6.4	100.50	*****
900	6/11/75	16.6	11.4	114.80	*****
1200	6/11/75	19.8	12.4	172.50	*****
1500	6/11/75	23.0	15.0	250.20	*****
1800	6/11/75	28.6	19.3	412.60	*****
2100	6/11/75	24.9	17.1	296.10	*****
0	7/11/75	24.3	19.5	290.10	*****
300	7/11/75	14.4	17.1	176.30	*****
600	7/11/75	20.3	13.6	192.40	*****
900	7/11/75	17.7	13.6	137.00	*****
1200	7/11/75	18.4	12.4	145.40	*****
1500	7/11/75	15.1	12.4	94.49	*****
1800	7/11/75	15.4	13.6	100.90	*****
2100	7/11/75	12.9	13.6	66.60	*****
0	8/11/75	14.1	11.4	79.42	*****
300	8/11/75	14.9	11.4	85.48	*****
600	8/11/75	13.6	12.4	71.56	*****
900	8/11/75	13.8	13.6	78.41	*****
1200	8/11/75	11.9	12.4	58.37	*****
1500	8/11/75	10.4	13.6	42.88	*****
1800	8/11/75	12.3	12.4	59.60	*****
2100	8/11/75	11.5	12.4	52.31	*****
0	9/11/75	10.5	12.4	44.36	*****
300	9/11/75	10.8	13.6	47.99	*****
600	9/11/75	11.5	13.6	56.05	*****
900	9/11/75	10.7	12.4	47.66	*****
1200	9/11/75	9.8	12.4	41.06	*****
1500	9/11/75	9.2	12.6	35.88	*****
1800	9/11/75	6.5	12.6	17.13	***
2100	9/11/75	7.7	12.4	26.16	***
0	10/11/75	7.9	12.4	27.39	***
300	10/11/75	7.3	11.4	22.30	***
600	10/11/75	6.0	11.4	14.37	**
900	10/11/75	5.7	11.4	12.62	**
1200	10/11/75	5.3	11.4	12.89	**
1500	10/11/75	5.3	11.4	10.46	*
1800	10/11/75	5.6	9.8	11.71	*
2100	10/11/75	5.4	11.4	10.92	*
0	11/11/75	5.5	10.5	10.68	*
300	11/11/75	5.9	10.5	13.39	**
600	11/11/75	6.6	10.5	16.32	**
900	11/11/75	8.4	9.1	24.40	***
1200	11/11/75	10.8	6.2	37.80	*****
1500	11/11/75	10.7	6.8	37.75	*****
1800	11/11/75	11.1	6.8	41.10	*****
2100	11/11/75	12.7	10.5	55.81	*****
0	12/11/75	13.7	7.2	67.17	*****
300	12/11/75	15.7	8.0	83.83	*****
600	12/11/75	16.5	8.5	100.70	*****
900	12/11/75	20.1	9.1	162.20	*****
1200	12/11/75	18.9	11.4	143.10	*****
1500	12/11/75	20.1	9.1	158.20	*****
1800	12/11/75	17.7	11.4	125.50	*****
2100	12/11/75	18.9	11.4	139.70	*****
0	13/11/75	21.1	12.4	184.50	*****
300	13/11/75	22.3	9.8	204.70	*****
600	13/11/75	22.1	9.8	202.40	*****
900	13/11/75	25.4	12.4	268.50	*****
1200	13/11/75	22.9	12.4	216.40	*****
1500	13/11/75	15.0	12.4	151.80	*****
1800	13/11/75	14.0	11.4	82.47	*****
2100	13/11/75	14.4	11.4	89.06	*****
0	14/11/75	13.3	11.4	75.90	*****
300	14/11/75	12.5	11.4	63.84	*****
600	14/11/75	12.2	10.5	59.64	*****
900	14/11/75	12.4	10.5	60.22	*****
1200	14/11/75	13.9	11.4	78.26	*****
1500	14/11/75	14.1	10.5	81.25	*****
1800	14/11/75	11.8	11.4	54.52	*****
2100	14/11/75	14.9	10.5	80.15	*****
0	15/11/75	18.8	9.8	137.30	*****
300	15/11/75	29.6	12.4	358.80	*****
600	15/11/75	34.5	15.2	558.40	*****
900	15/11/75	25.3	13.6	292.90	*****
1200	15/11/75	24.1	13.6	259.80	*****
1500	15/11/75	20.2	12.4	172.30	*****
1800	15/11/75	18.4	12.4	141.70	*****
2100	15/11/75	17.8	12.4	134.20	*****
0	16/11/75	14.3	12.4	89.70	*****
300	16/11/75	12.7	10.5	66.09	*****

TOFINO

VARIATION OF WAVE POWER OVER A PERIOD OF 10 DAYS  
 VARIATION DE L'ÉNERGIE DES VAGUES  
 SUR UNE PÉRIODE DE 10 JOURS

WAVE POWER COST ESTIMATES  
EVALUATION DU PRIX DE L'ÉNERGIE DES VAGUES

COUNTRY OF ORIGIN PAYS D'ORIGINE	INFORMATION SOURCE SOURCE D'INFORMATION	DÉVICE APPAREIL	RATED CAPACITY CAPACITÉ NOMINALE (MW)	CAPITAL COST CÔT D'INVESTISSEMENT (per kW)	UNIT COST PRIX UNITAIRE (per kWh)	EXCHANGE RATE TAUX D'ÉCHANGE	UNIT COST PRIX UNITAIRE (£/kWh)
U.K.	CLARK, P.J. (1978) RENDEL, PALMER, TRITTON	OSCILLATING WATER COLUMN, COLONNE D'EAU OSCILLANTE	2000		20 - 40P	2.73	54.6 - 109.2
U.K.	CLARK, P.J. (1978) RENDEL, PALMER, TRITTON	COCKERELL RAFT RODEAU DE COCKERELL	2000		20 - 40P	2.73	54.6 - 109.2
U.K.	CLARK, P.J. (1978) RENDEL, PALMER, TRITTON	RUSSEL RECTIFIER RECTIFICATEUR RUSSEL	2000		30 - 60P	2.73	81.9 - 163.8
U.K.	CLARK, P.J. (1978) RENDEL, PALMER, TRITTON	SALTER DUCK "CANARD" SALTER	2000		20 - 40P	2.73	54.6 - 109.2
U.K.	CLARK, P.J. (1978) RENDEL, PALMER, TRITTON	FLEXIBLE BAG SAC DÉFORMABLE	2000		5 - 10P	2.73	13.7 - 27.3
U.K.	CLARKE, F.J.P. (1978) WAVE ENERGY STEERING COMMITTEE		2000	£4000-£9000	20 - 50P	2.73	54.6 - 136.5
U.K.	CLARKE, F.J.P. (1979)	"MOST PROMISING DEVICES" / APPAREILS LES PLUS PROMETTEURS			5 - 10P	2.73	13.7 - 27.3
U.K.	GROVE-PALMER, C. (1979) WAVE ENERGY PROGRAM MANAGER	1978 DESIGNS / CONCEPTIONS 1978			30 - 50P	2.73	81.9 - 136.5
U.K.	GROVE-PALMER, C. (1979) WAVE ENERGY PROGRAM MANAGER	FUTURE DESIGNS CONCEPTIONS FUTURES			<10P	2.73	27.3
U.S.A.	CARMICHAEL, A.D. (1978) MASS. INST. TECHNI.	SALTER DUCK "CANARD" SALTER	0.28	\$12 967	41 - 74¢	1.16	47.6 - 85.8
U.S.A.	CARMICHAEL, A.D. (1978) MASS. INST. TECHNI.	SALTER DUCK "CANARD" SALTER	1.14	\$ 4.305	14 - 25¢	1.16	16.2 - 29.0
JAPAN	MASUDA, Y. (1979) JAMSTEC	KATMEI	1.0		¥ 200	0.0053	106.0
JAPAN	MASUDA, Y. (1980)	FUTURE KATMEI			¥ 40	0.0053	21.2
SWEDEN	BERGDAHL, L. (1979) CHALMERS UNIV OF TECH.	BUOY TYPE SOUS FORME DE BOUÉE	10	SKr 6000	SKr 0.27	0.279	7.5

## General/Générale

Science Policy Research Division, "Energy from the Ocean", Report prepared for the Subcommittee on Advanced Energy Technologies, U.S. House of Representatives, 95th Congress, April 1978, U.S. Government Printing Office, 433 pp.

## Tides/Marées

Gibrat, R., "Energie des Marées", Presses Universitaires de France, 1966.

Bay of Fundy Tidal Power Review Board, "Reassessment of Fundy Tidal Power", November 1977.

## Ocean Thermal Energy/Energie Oceanique Thermique

M.I.T. (A.D. Carmichael), "Ocean Thermal Energy Conversion: A State-of-the-Art Study", Electric Power Research Institute, Report ER-1113-SR, 1979.

## Salinity/Salinité

Wick, G.L. and Isaacs, J.D., "Utilization of the Energy from Salinity Gradients", Proc. Wave and Salinity Gradient Energy Conversion Workshop, Newark, Delaware, May 1976, pp. A1-A34.

Intertechnology Solar Corporation, "Solar Electricity: Osmo-Hydro Power from Aqueous Saline Solutions, Assessment of its Potential", Prepared for Division of Solar Energy, U.S. Dept. of Energy, Contract No. EG-77-C-05-5560, March 1978, 172 pp.

Loeb, S., "Production of Energy from Concentrated Brines by Pressure Retarded Osmosis", Journal of Membrane Science, Vol. 1, 1976, pp. 49-63.

## Wave Power/Energie des Vagues

Clark, P.J., Dawson, J.M. and Stansfield, H.B., "Full Scale Wave Power Stations", Proc. Wave Energy Conference, London-Heathrow, November 1978, pp. 65-78.

Dawson, J.K., "Wave Energy", Department of Energy, U.K., Paper No. 42, November 1979, 95 pp.

Glendenning, I., "Energy from Waves", Proc. Oceanology International 1978, Brighton, Technical Session L, Energy from the Seas, 1978, pp. 20-32.



Bergdahl, L., Claeson, L., Falkemo, C., Forsberg, J., and Rylander, A., "The Swedish Wave Energy Research Programme", First Symposium on Wave Energy Utilization, Chalmers Univ. of Tech., Gothenburg, Sweden, November 1979, pp. 222-252.

Grove-Palmer, C., "Development of Wave Energy in the U.K.", First Symposium on Wave Energy Utilization, Chalmers Univ. of Tech., Gothenburg, Sweden, November 1979, pp. 190-203.

Carmichael, A.D., "An Experimental Study and Engineering Evaluation of the Salter Cam Wave Energy Converter", Mass. Inst. of Tech., Report No. MITSG 78-22, December 1978, 68 pp.

Northwest Hydraulic Consultants Ltd., "Model Device for Extracting Energy from Ocean Waves: Design and Testing", Report Prepared for National Research Council of Canada, Hydraulics Lab, March 1979, 51 pp.

Hydrotechnology Ltd., "An Evaluation of the Energy of Wind Generated Water Waves in the Coastal Areas of Canada", Report Prepared for National Research Council of Canada, Hydraulics Lab, March 1980, 166 pp.

Clarke, F.J.P., "Wave Energy Technology", UNITAR, Conf. on Long Term Energy Resources, Montreal, Paper No. CP7/XVII, December 1979, 36 pp.

Mogridge, G.R., "A Review of Wave Power Technology", National Research Council, Hydraulics Laboratory Technical Report LTR-HY-74, January 1980, 103 pp.

Salter, S.H., "Recent Progress on Ducks", First Symp. on Wave Energy Utilization, Gothenburg, Sweden, November 1979, pp. 36-76.

Moody, G.W., "The N.E.L. Oscillating Water Column: Recent Developments", First Symposium on Wave Energy Utilization, Gothenburg, Sweden, November 1979, pp. 283-297.

French, M.J., "The Search for Low Cost Wave Energy and the Flexible Bag Device", First Symposium on Wave Energy Utilization, Gothenburg, Sweden, November 1979, pp. 364-377.

Cockerell, C., Platts, M.J., Comyns-Carr, R., "The Development of the Wave Contouring Raft", Proc. Wave Energy Conf., London-Heathrow, November 1978, pp. 7-16.

Masuda, Y., "Experimental Full Scale Result of Wave Power Machine Kaimei in 1978, First Symp. on Wave Energy Utilization, Gothenburg, Sweden, November 1979, pp. 349-363.

Rance, P.J., "The Development of the HRS Rectifier", Proc. Wave Energy Conference, London-Heathrow, November 1978, pp. 49-53.

Current Energy/Energie des Courants

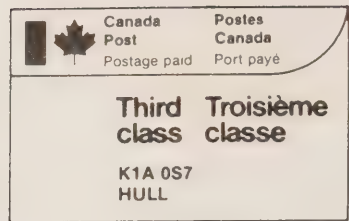
Underwood McLellan Ltd., "An Evaluation of the Kinetic Energy of Canadian Rivers and Estuaries", Report prepared for National Research Council of Canada, Hydraulics Lab, March 1980.

Nova Energy Ltd., "Water Turbine Model Trials to Demonstrate the Feasibility of Extracting Kinetic Energy from River and Tidal Currents", Report NEL-002, Prepared for National Research Council of Canada, Hydraulics Lab, March 1980.

Fraenkel, P.L. and Musgrove, P.J., "Tidal and River Current Energy Systems", International Conference on Future Energy Concepts, 30 January-1 February 1979, London, pp. 114-117.







*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à*  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From National Research Council Canada:*

Mr. J. Ploeg, Program Convenor, Hydraulic and Tidal;

Dr. B. D. Pratte, Research Officer;

Dr. G. R. Mogridge, Research Officer.

### *Du Conseil national de recherches Canada:*

M. J. Ploeg, Responsable du Programme, Hydraulique et marées;

M. B. D. Pratte, Attaché de recherche;

M. G. R. Mogridge, Attaché de recherche.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 8

Tuesday, July 29, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 8

Le mardi 29 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

# Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

# Énergie de remplacement du pétrole

RESPECTING:

Study on alternative energy  
and oil substitution

CONCERNANT:

Étude sur l'énergie de remplacement  
du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

DEPOSÉ EN VERTU DE LA LOI

First Session of the  
thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980

SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre  
Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre  
Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*



## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JULY 29, 1980  
(12)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 9:45 o'clock a.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager; Mr. John Graham, Committee Research Officer.

*Witnesses: From National Energy Board: On Tidal Energy:* Mr. A. N. Karas, Assistant Director, Planning Group, Electric Power Branch. *From Environment Canada:* Mr. R. H. Clark, Senior Engineering Advisor, Inland Waters Directorate. *From Ontario Hydro: On Heat Pumps:* Mr. S. Stricker, Research Division, Electrical Department.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated Friday, May 23, 1980 relating to Alternative Energy and Oil Substitution (*See Issue No. 1*).

Mr. Clark made an opening statement and with the witness, answered questions.

Mr. Stricker made an opening statement and answered questions.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the document presented by Mr. Clark and the document entitled: "The Role of Heat Pumps in a Changing Energy Supply and Cost Scene" presented by Mr. Stricker, be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence (*See Appendices "AEEA-10" and "AEEA-11"*).

At 12:45 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 29 JUILLET 1980  
(12)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 9 h 45 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, chef et directeur des projets du Comité; M. John Graham, chercheur du Comité.

*Témoins: De l'Office national de l'énergie: Énergie marémotrice:* M. A. N. Karas, directeur adjoint, Groupe de planification, Direction de l'électricité. *D'Environnement Canada:* M. R. H. Clark, conseiller principal en ingénierie, Direction générale des eaux intérieures. *De Hydro Ontario: Pompes à chaleur:* M. S. Stricker, Division de la recherche, Département de l'électricité.

Le Comité reprend l'étude de son ordre de renvoi du vendredi 23 mai 1980 portant sur l'énergie de remplacement du pétrole (*Voir Fascicule n° 1*).

M. Clark fait une déclaration préliminaire puis, avec le témoin, répond aux questions.

M. Stricker fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu,—Que le document présenté par M. Clark et le document intitulé: «Le rôle des pompes à chaleur face à la montée du coût de l'énergie primaire et à l'évolution des conditions d'approvisionnement» présenté par M. Stricker, soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour (*Voir Appendices «AEEA-10» et «AEEA-11»*).

A 12 h 45, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

*(Recorded by Electronic Apparatus)*

Tuesday, July 29, 1980

• 0945

*[Text]*

**The Chairman:** I call this meeting to order. Good morning, everyone. I want to bring to the attention of the members of the committee that the business meeting scheduled for tomorrow, July 30, will be held in Room 601, Parliamentary Restaurant, beginning at 12.30 p.m. It will include all the members of our research staff as well as Mr. Dean Clay and Mr. Normand. Its purpose is so that we can go through the many items which we must discuss to set up our schedule for the balance of our meetings here in Ottawa, as well as our schedule of public hearings throughout Canada.

Also Mr. Normand will make us aware of all the persons or groups which have contacted the committee since the appearance of our advertisements about two weeks ago.

You will have received by now a revised schedule of meetings dated July 23, 1980. I hope that you have all had time to pick these up in your office.

Mrs. Nicole Frenette joined the staff of the committee administration section on Monday, July 28, and her functions will be to assist in the handling of the various briefs we have received and the organization of the committee library. Here, I would like to remind members that you are always welcome and are invited to visit the office of Mr. Normand where we are setting up a small library for the committee. Please feel free to use those facilities at any time.

Also, Mr. Richard Prigent, Committee Clerk, has been assigned to the committee to assist in the organization of the committee's proposed fall travel.

I wanted to make those announcements and I hope I did not make our witnesses wait too long. As you know, this is a continuation of a meeting which started some time ago and which was interrupted by a vote in the House of Commons. We are pleased to have with us once again Mr. A. N. Karas, Assistant Director, Planning Group, Electric Power Branch, from the National Energy Board and Mr. R. H. Clark, Senior Engineering Adviser, Inland Waters Directorate, Environment Canada.

I understand, Mr. Clark, that you have a short opening statement to make and, perhaps, to go over some of your main points made at that meeting which was adjourned rather quickly. So the floor is now yours, sir. Welcome to the committee once again. I do not think we will have any votes today.

**Mr. R. H. Clark (Senior Engineering Adviser, Inland Waters Directorate, Environment Canada):** Thank you very much, Mr. Chairman. I asked for this opportunity to make a very brief statement since I know that there are many questions which the members of this committee would like to raise with regard to the exploitation of Fundy tidal energy. Yet, I thought it would be worth while, first, to take five minutes to provide an overview of the availability of tidal energy, and to

## TÉMOIGNAGES

*(Enregistrement électronique)*

Le mardi 29 juillet 1980

*[Translation]*

**Le président:** A l'ordre. Bonjour tout le monde. Je tiens à informer les membres du comité que la réunion prévue pour demain le 30 juillet aura lieu au restaurant parlementaire, pièce 601 à 12 h 30. Les membres du comité ainsi que les chercheurs et messieurs Dean Clay et Normand assisteront à cette réunion. Nous essayerons de faire le tour de tous les points dont nous devons discuter afin de pouvoir établir le reste de notre calendrier de séances à Ottawa ainsi que le calendrier des audiences publiques partout au Canada.

M. Normand nous indiquera également quels sont les particuliers ou les groupes qui ont contacté notre comité depuis que nous avons fait paraître des annonces publicitaires il y a une quinzaine de jours.

Vous devriez avoir tous reçu un calendrier révisé de nos réunions daté du 23 juillet 1980, et j'espère que vous avez eu le temps de prendre ce calendrier dans votre bureau.

M<sup>me</sup> Nicole Frenette fait partie de la section administrative du comité depuis le lundi 28 juillet et elle devra s'occuper des différents rapports que nous aurons reçu au cours des audiences ainsi que de l'organisation de la bibliothèque du comité. Je tiens à rappeler aux membres du comité qu'ils sont conviés à se rendre dans le bureau de M. Normand où nous avons installé une petite bibliothèque à l'intention des membres du comité; sentez-vous libres de l'utiliser chaque fois que vous le voudrez.

D'autre part, M. Richard Prigent, le greffier du comité a été chargé de nous aider à organiser notre voyage prévu pour l'automne prochain.

C'est tout ce que j'avais à vous annoncer et j'espère que je n'aurai pas trop fait attendre nos témoins. Vous savez que la séance de ce matin est la prolongation d'une séance qui a commencé il y a quelque temps et qui a été interrompue par un vote à la Chambre des communes. Nous avons l'honneur d'avoir à nouveau parmi nous M. A. N. Karas, directeur adjoint, groupe de planification, direction de l'électricité, Office national de l'énergie, et M. R. H. Clark, conseiller supérieur en ingénierie, direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada.

Je crois, monsieur Clark, que vous avez une brève déclaration à faire. Vous voudrez peut-être revenir sur les points saillants de la dernière réunion qui a été levée assez rapidement. Vous avez donc la parole. Bienvenue à nouveau devant notre comité. Je crois qu'il n'y aura pas de vote aujourd'hui.

**M. R. H. Clark (conseiller supérieur en ingénierie, Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada):** Merci beaucoup monsieur le président. J'ai demandé à faire une brève déclaration car je sais que plusieurs membres du comité voulaient poser des questions au sujet de l'aménagement des forces marémotrices de la baie de Fundy. J'ai néanmoins pensé qu'il vaudrait peut-être mieux vous replacer dans le contexte en vous donnant un bref aperçu de nos



## [Texte]

put in perspective and emphasize several of the points touched upon by Mr. Karas in his presentation to you at the previous session.

In my report, *Prospects for Tidal Power*, which, I believe, has been distributed to the members—a report I was asked to prepare for the two-week conference sponsored by the United Nations Institute for Training and Research, or UNITAR, which was held last November-December in Montreal—I illustrated the vast untapped resource of tidal energy awaiting development in many coastal regions of the world which enjoy a sufficiently large tidal range for exploitation, even with the current technology.

• 0950

On the slide you can see the main locations at which there are fairly large potentials of tidal energy; the Bay of Fundy, of course, being probably the best. There is the Severn Estuary in the United Kingdom, which is now under scrutiny. I just learned about three or four weeks ago that the Alaska government has given a contract to have a consulting firm look at tidal energy in the Knik arm of Cook Inlet. There are, of course, extremely large sites on the Russian coasts, in Korea, on the northwestern coast of Australia and also a very large site on the northern coast of France, very near St. Malo or the present La Rance development.

That gives you a distribution of the potential sites. There is also one site in South America, at San José in Argentina, a very interesting site because the regime there is such that one can, by going through an isthmus, by digging out an isthmus or excavating an isthmus, get continuous power.

It has been roughly estimated that the total capacity of all possible tidal plants is some 1,000 million kilowatts—that is the possibility—and thus the expected total output could be about 2 to 3 trillion kilowatt hours per year. In March, 1980, interim conclusions were released by the Severn Barrage committee in the United Kingdom. This is investigating a barrage in the Severn Estuary near Bristol. The conclusions were that the output from the Severn tidal station would not appear to be able to produce electricity at competitive costs with generation using nuclear reactors at present-day costs, but it might be more nearly competitive with electricity generated from fossil fuels, if fossil fuel prices continue to rise in real terms. The final report on the pre-feasibility study of the Severn is due the end of this year.

In June of this year a contract was awarded by the Korean Electric Co. to carry out a feasibility study of a possible development to harness the energy at Garolim Bay which is just slightly west of Asan Bay in South Korea.

Électricité de France has just recently embarked on a two-year \$3 million study of the environmental aspects of an E. Chauvey tidal power plant which would have an installed capacity of about 12,000 megawatts. As Mr. Karas has already advised you, Électricité de France operates the La

## [Traduction]

ressources d'énergie marémotrice ainsi qu'en récapitulant les principaux points abordés par M. Karas dans l'exposé qu'il a fait au cours de la dernière réunion.

En vue de la conférence de deux semaines qui s'est tenue en novembre et décembre derniers à Montréal, sous les auspices de l'Institut des Nations-Unies pour l'information et la recherche, UNITAR, on m'avait demandé de préparer un rapport, qui a été je crois distribué à tous les membres du comité. Ce rapport, intitulé *Prospects for Tidal Power*, j'ai parlé des vastes ressources encore inexploitées des marées, ressources qui attendent d'être mises en valeur dans plusieurs régions côtières du monde, régions qui bénéficient d'une amplitude de marées pouvant être exploitées par les technologies dont nous disposons.

Sur cette diapositive, vous pouvez voir les principaux sites où les forces marémotrices peuvent être aménagées. Le site de la baie de Fundy est sans doute le plus intéressant. On étudie actuellement la possibilité d'exploiter l'estuaire du Severn au Royaume-Uni et je viens d'apprendre il y a trois ou quatre semaines que le gouvernement de l'Alaska avait demandé à un cabinet d'experts-conseils d'étudier la possibilité d'aménager les forces marémotrices au lieu dit *Knik arm of Cook Inlet*. Il existe également des sites très importants le long des côtes de la Russie, de la Corée, de la côte nord-ouest de l'Australie et, près de Saint-Malo, sur la côte nord de la France, la centrale marémotrice de La Rance est déjà en service.

Voilà quelle est la répartition des sites offrant des possibilités. Il existe d'ailleurs un autre site en Amérique du Sud. En effet, le site de San José en Argentine est extrêmement intéressant en raison du régime des marées: en creusant un isthme, il est possible d'exploiter l'énergie des marées de façon permanente.

On estime donc que la puissance globale de toutes les centrales marémotrices possibles est de l'ordre de 1,000 millions, soit un milliard de kilowatts. Toutefois, on s'attend à ce que la production totale soit d'environ deux ou trois billions de kilowatts-heures par an. En mars 1980, le comité d'étude du barrage du Severn au Royaume-Uni a publié ses conclusions provisoires. Ce comité est chargé d'étudier la possibilité de construire un barrage dans l'estuaire du Severn, près de Bristol. Il est apparu que le coût de l'électricité produite par une centrale marémotrice aménagée dans l'estuaire du Severn ne sont pas concurrentiels, dans le contexte d'aujourd'hui, comparativement à ceux de l'électricité produite par des réacteurs nucléaires. Néanmoins, si le prix des combustibles fossiles continue d'augmenter en termes réels, le prix de l'électricité produite à partir de l'énergie marémotrice devient concurrentiel. Le rapport final du groupe d'étude de la faisabilité de ce projet doit paraître vers la fin de l'année.

Par ailleurs, la Korean Electric Co. a décidé en juin de faire réaliser une étude de faisabilité sur la possibilité d'aménager les forces marémotrices de la baie de Garolim, située un peu à l'ouest de l'Asan Bay, en Corée du Sud.

Quant à l'Électricité de France, elle vient de lancer une étude de trois millions de dollars échelonnés sur deux ans, de l'incidence écologique probable de l'aménagement d'une centrale marémotrice dans les îles Chauvey. Cette centrale aurait une puissance installée d'environ 12,000 mégawatts. M. Karas



## [Text]

Rance development of 240 megawatts, the only large, modern commercial tidal power plant in the world.

In 1960 I visited the site of the La Rance development to see in operation a prototype bulb turbine of 10 megawatts capacity which had been installed in one of the unused locks at St. Malo to test its performance in sea water and under tidal conditions. I have visited the plant while it was under construction and subsequently after its commissioning.

• 0955

In February 1979 I had the opportunity to inspect six of the La Rance turbines, which had been removed for inspection and maintenance. After 14 years of operation their condition was excellent; even the original paint was intact over large areas of the surfaces of those runner blades. That plant supplies about 500 gigawatt hours per year or 500,000 megawatt hours per year: equivalent to a savings of slightly more than 100,000 tons of oil per year. The problems of such a facility which were envisaged have been overcome. There were doubts about the resistance of materials to the sea-water and of the structures to the marine environment, and there have been no problems in this regard at all, at that plant.

In Canada I have been active in tidal power studies for the past 14 years, and my interest in this renewable resource began even some 6 years before the first federal-provincial study of 1966-69. Tidal energy can be a major item in the energy output of those countries which are fortunate to have large tidal ranges on their shores and suitable locations at which to develop this virtually untapped source of energy.

The Maritime Provinces of Canada possess both these basic requirements. The Bay of Fundy exhibits the highest tides in the world and it possesses excellent physical configurations for development. Moreover, the results of the 1976-77 reassessment study, described to you by Mr. Karas, demonstrated on the basis of 1976 prices the fundamental economic competitiveness of tidal energy. Of course, the scenarios assumed in that reassessment have changed materially. For example, the world price of oil today, only four years after the study, is about \$32 a barrel, although the study assumed a price of \$15.60 per barrel and assumed this price would not change in real terms from 1976 to 1990. That was the best advice from the experts in 1976.

Another aspect is that the electrical load growths declined subsequent to this study because of the high oil prices and the need to become more efficient energy users. The slack resulting from a greater energy consciousness has now largely been taken up and the energy load growth in the Maritimes, and hopefully their economic growth, are beginning to pick up again. In view of the substantial changes in the energy scenarios and costs which were assumed for the reassessment studies, it would seem imperative to update those results,

## [Translation]

vous l'a déjà dit, la compagnie Électricité de France est gestionnaire du projet de La Rance, la seule centrale marémotrice moderne commercialement exploitée dans le monde. Sa production est de 240 mégawatts.

J'ai visité en 1960 les chantiers de La Rance et j'ai pu voir fonctionner un prototype de groupe-bulbe d'une puissance de 10 mégawatts. Celui était installé dans une des écluses désaffectée de Saint-Malo afin de tester sa performance en eau salée et dans des conditions de marée définies. J'ai visité cette centrale au cours de sa construction et après sa mise en service.

En février 1979, j'ai eu l'occasion d'inspecter six des turbines de La Rance qui faisaient l'objet d'une révision. Après 14 ans de fonctionnement, elles se trouvaient dans un état excellent: même la peinture originale était intacte sur la plus grande partie de la surface des couronnes mobiles. Cette centrale produit environ 500 gigawatts-heures, c'est-à-dire 500,000 mégawatts-heures par année. Cela équivaut à une économie d'un peu plus de 100,000 tonnes de pétrole par an. Les problèmes que nous anticipions ont été résolus. Nous avions certaines inquiétudes au sujet de la résistance des matériaux à la corrosion par l'eau de mer et au sujet de l'incidence de ces structures sur l'environnement marin. L'expérience de la centrale de La Rance a prouvé qu'il n'existait aucun problème à cet égard.

J'ai participé à toutes les études qui ont été réalisées au Canada sur l'énergie marémotrice depuis 14 ans et mon intérêt dans ce domaine remonte à environ six ans avant la première étude fédérale-provinciale de 1966-1969. L'énergie marémotrice peut jouer un rôle important dans la production énergétique des pays dont le littoral a la chance de bénéficier d'une amplitude importante de marées et qui abrite des sites convenables.

Les provinces Maritimes du Canada répondent à ces deux critères. C'est dans la baie de Fundy que l'on enregistre les plus hautes marées du monde et la configuration physique du site est excellente. En outre, les résultats de l'étude d'évaluation réalisée en 1976-1977, dont vous a parlé M. Karas, ont prouvé la compétitivité économique de l'énergie marémotrice sur la base des prix de 1976. Il est évident que les scénarios envisagés dans cette étude ont évolué. Par exemple, le prix mondial du pétrole aujourd'hui, quatre ans seulement après la publication de cette étude, est d'environ \$32 le baril alors que l'étude s'était fondée sur un prix de \$15.60 le baril et avait supposé que ce prix ne changerait pas en termes réels entre 1976 et 1990. Ces prévisions avaient été établies par les experts en 1976.

D'autre part, la croissance de la demande d'électricité s'est ralentie pendant la période qui a suivi cette étude en raison de la hausse des prix du pétrole et de l'accent mis sur les économies d'énergie. La diminution de la consommation liée à la prise de conscience des consommateurs a maintenant été résorbée et on note une reprise de la demande énergétique dans les provinces Maritimes, ce qui, il faut l'espérer, favorisera leur croissance économique. Étant donné que la situation et les coûts énergétiques ont dépassé les prévisions de ces études, il

**[Texte]**

which if done immediately would cost little, perhaps in the order of \$100,000 or \$200,000, and require only about three months to four months to complete.

In summary, I would like to emphasize four points. One, technology is available and is proven for exploiting the energy of the tides. Two, a tidal development uses a freely available renewable source of energy. There are no fuel costs. Three, the energy source is completely and accurately predictable as far into the future as it is necessary to consider. That it, is available so long as the moon remains in its present orbit, and the earth with the sun. And four, the harnessing of the tides for electrical energy generation is non-polluting.

• 1000

There will be technical problems in developing, the Cumberland Basin site, which was recommended by the Bay of Fundy Tidal Power Review Board, just as there are such problems in developing large hydro and nuclear sites. But these can be overcome at minimum cost with sound engineering and a very close working relationship with the other disciplines essential to such a development.

That I think summarizes the main points I wanted to bring to the attention of the committee, Mr. Chairman. Thank you.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Clark. I think your summary was very interesting in bringing forth the four major points at the very end. If I remember them correctly, number one was the technology is available now and has already proven itself. Two, it is a renewable source; Three, a very predictable source; and four, nonpollutant: which seems to answer more and more everyone's anxiety over security of supply for energy needs.

Sir, could you compare the Bay of Fundy potential with the French experience at Varennes? What would the difference be? I think you said the Bay of Fundy represents the biggest potential in the world; if I remember rightly, the highest tides in the world, as you know. What would be the difference in power availability if the Bay of Fundy were exploited, in comparison with the French plant?

**Mr. Clark:** Mr. Chairman, there are two points. First, I would like to make it very clear that when I said nonpolluting, I just meant there are environmental problems but it is not a pollution source.

About the potential on the northern coast of France, this Îles Chausey project would enclose the Mont St-Michel Bay and destroy the tides. From the area dammed off one would get roughly 12,000 megawatts, as I indicated. In Minas Basin itself, we looked at a site which was not economic but which could probably develop something in the order of 8,000 megawatts. That is just in Minas Basin itself—not dealing with the other basins. However, there would be problems related to that which would affect the tides on the U.S. coast, if we went to such a large development. On this development at Îles Chausey the problems are in affecting the tides and the

**[Traduction]**

nous semble impératif de mettre à jour les résultats de ces études d'évaluation. Si nous agissions rapidement, cela ne coûterait pas grand chose, environ \$100,000 ou \$200,000, et il ne nous faudrait que trois ou quatre mois.

Bref, je voudrais souligner quatre points. Premièrement, il existe des techniques d'exploitation de l'énergie marémotrice et elles ont été mises à l'épreuve. Deuxièmement, une centrale marémotrice utilise une ressource énergétique renouvelable et gratuite. Il n'y a pas de coût de combustible. Troisièmement, il est tout à fait possible de prévoir de façon exacte les réserves de cette ressource. En d'autres termes, nous pourrions exploiter les forces marémotrice tant que la lune, le soleil et la terre resteront dans leur orbite. Quatrièmement, l'exploitation de l'énergie marémotrice pour obtenir de l'électricité est non polluante.

La mise en valeur du bassin de Cumberland, recommandée par la *Bay of Fundy Tidal Power Review Board*, soulèvera des problèmes d'ordre technique, ainsi que cela se passe toujours lors de la construction d'une grosse centrale thermique ou nucléaire. Ces difficultés devraient néanmoins pouvoir être surmontées grâce à une bonne application des principes d'ingénierie ainsi qu'à une collaboration étroite avec tous les autres spécialistes travaillant sur le chantier.

Voilà l'essentiel de ce que j'avais à dire au comité, monsieur le président, et je vous remercie.

**Le président:** Merci monsieur Clark. Vous avez notamment résumé les 4 points essentiels à savoir premièrement que la technologie nécessaire existe et a déjà fait ses preuves; deuxièmement qu'il s'agit d'une ressource énergétique renouvelable; troisièmement que c'est une source d'énergie stable et quatrièmement que c'est une énergie non polluante, ce qui répond à la plupart des préoccupations relatives à la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

Y a-t-il des différences entre le potentiel de la Baie de Fundy et la centrale de Varennes en France? Vous avez dit que le potentiel de la Baie de Fundy est le plus important du monde, les marées de la baie étant les plus fortes du monde. Quelles seraient les puissances relatives de la Baie de Fundy et de la centrale française?

**M. Clark:** Je tiens d'abord à faire 2 précisions. Lorsque j'ai dit que la centrale ne serait pas polluante, je voulais dire que même s'il y aurait des difficultés au plan de l'environnement, il n'y aurait pas de pollution.

En ce qui concerne le projet des îles Chausey, côte nord de la France, il s'agirait de fermer la Baie du Mont St-Michel, supprimant ainsi les marées, ce qui devrait permettre de produire quelque 12,000 mégawatts d'électricité. Le bassin Minas, qui n'est pas rentable, devrait produire quelque 8,000 mégawatts. Il s'agit uniquement du bassin Minas. Cependant une mise en valeur à une telle échelle risquerait de modifier les marées sur la côte américaine. Aux îles Chausey, la question est de déterminer les répercussions sur les marées et les courants dans la Manche, ainsi que sur la côte britannique.



[Text]

currents in the English Channel and the tidal range on the English coast.

**The Chairman:** You said if the total project were to be constructed it could amount to 12,000 megawatts?

**Mr. Clark:** They are investigating the possibility. The proposal has been made over the past 50 years.

**The Chairman:** But there is a recent new agreement, is there not, between the federal and provincial governments for further studies? Is that not correct?

**Mr. Clark:** You are talking about the Bay of Fundy?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Rose:** The Bay of Fundy Tidal Power Review Board.

**Mr. Clark:** There is no agreement now for carrying out any further studies. The board reported in 1978.

• 1005

**The Chairman:** What are the figures for the La Rance plant in comparison to the 12,000 megawatts you said could be developed at the Bay of Fundy site?

**Mr. A. N. Karas (Assistant Director, Planning Group, Electric Power Branch):** In the feasibility study we looked at three types of sites in terms of magnitude; one was about 4,000 megawatts; one was about 1,500 and one was 1,000. Now, in looking at potential tidal power developments, it is not only potential one must look at; it is whether they are in fact economically feasible as well. Of all the sites in the world, only two, as we know it, have proven to be economically feasible. That is the large 4,000 megawatt plant, which is the Minas Basin, the B9 site, and the Cumberland Basin site. All other potential sites shown on this board over here—they are potential, but whether they are economically feasible is really another . . . we are in another area. Even the La Rance, when it was developed—we did not see any economic feasibility study on it.

What we are saying is that for the first time this particular reassessment has shown in fact that tidal power was economically feasible, given the scenarios we looked at. What we are saying is that of the sites in the Bay of Fundy, which are economically feasible, the one recommended by the board is about 1,000 megawatts, which is five times larger than La Rance.

**The Chairman:** Five times larger.

**Mr. Karas:** Five times larger than La Rance.

**The Chairman:** That is the answer I was looking for. I wanted to get a basis of comparison. La Rance is the only operating tidal power site in the whole world?

**Mr. Karas:** It is the only one in the whole world. As a matter of fact, when we started our study we wanted to get their method of determining the economic feasibility and so forth, but we could not in fact find any way they proved the economic feasibility of that plant.

**The Chairman:** And you have never been able to get those figures?

[Translation]

**Le président:** La centrale des îles Chausey devrait donc pouvoir produire environ 12,000 mégawatts dites-vous.

**M. Clark:** La question est toujours à l'étude, bien que le projet remonte à 50 ans déjà.

**Le président:** Un accord a été conclu récemment entre les gouvernements fédéral et provinciaux en vue de procéder à de nouvelles études n'est-ce-pas?

**M. Clark:** Vous parlez de la Baie de Fundy?

**Le président:** Oui.

**M. Rose:** *The Bay of Fundy Tidal Power Review Board.*

**M. Clark:** Rien n'a été prévu en ce qui concerne d'autres études. L'office a soumis son dernier rapport en 1978.

**Le président:** Comparativement aux 12,000 mégawatts qui devraient pouvoir être produits à la baie de Fundy, quelle serait la puissance de la centrale de La Rance?

**M. A. N. Karas (directeur adjoint, Groupe de la planification, Direction de l'électricité):** L'étude de faisabilité a envisagé trois sites: en premier de 4,000 mégawatts, un deuxième de 1,500 et le troisième de 1,000 mégawatts. Ce n'est pas uniquement la puissance éventuelle d'une centrale marémotrice qui compte mais également la rentabilité. Or, de tous les sites étudiés de par le monde, seulement deux seraient rentables. Il s'agit d'une part du bassin de Minas, c'est-à-dire le site B9 et le site du bassin de Cumberland dont la production est évaluée à 4,000 mégawatts tandis que les autres sites potentiels figurent ici, bien qu'on n'en n'ait pas encore déterminé la rentabilité. Même pour la centrale de La Rance, je ne sais pas s'il existe une étude de faisabilité.

L'important c'est que pour la première fois, cette étude prouve que l'énergie marémotrice peut être rentable, compte tenu des scénarios envisagés. Parmi les différents sites rentables de la baie de Fundy, celui retenu par l'Office devrait produire environ 1,000 mégawatts, soit cinq fois plus que la centrale de La Rance.

**Le président:** Cinq fois plus dites-vous.

**M. Karas:** C'est exact.

**Le président:** Je voulais justement pouvoir comparer. Jusqu'à présent, la centrale de La Rance est la seule centrale marémotrice fonctionnant dans le monde, n'est-ce pas?

**M. Karas:** C'est bien vrai. Lorsque nous avons entrepris nos études, nous leur avons demandé de nous communiquer leurs études de faisabilité; or, il me semble qu'ils n'ont pas cherché à déterminer à l'avance la rentabilité de la centrale.

**Le président:** Vous n'avez donc jamais obtenu ces chiffres?



## [Texte]

**Mr. Karas:** No. Our assumption was that it was done on the basis of R and D, and technology and so forth.

**The Chairman:** Yes. France, not having any of their own oil or gas supplies, probably were pressed into this faster than we were.

**Mr. Karas:** That is the point you see; at the time that La Rance was built, oil was very cheap. Oil was \$1.50 a barrel, and so it was not on that basis. For those reasons it was on the basis, I think, of promoting French R & D—Research and Development—and technical expertise, and so forth, that the decision was given to build La Rance. This is my understanding. Is that right, Bob? I think that is it. It was built on a different premise than what we are suggesting over here. The decision to build in the Bay of Fundy should be built on the premise that this is economically competitive, and that is the conclusion of the review board.

**Le président:** Monsieur Portelance, then Mr. McCauley.

**M. Portelance:** Merci, monsieur le président. Dernièrement, en Nouvelle-Écosse, on annonçait ceci: Nova Scotia opens way to harness tidal power. Est-ce cela a quelque chose à voir avec la Baie de Fundy?

Voici ce qu'on dit dans l'article:

Premier John Buchanan, at the controls of a Nova Scotia transport department bulldozer turned the sod Saturday to officially begin construction of the \$46-million project.

Does this have anything to do with the Bay of Fundy? Do you know anything on this?

• 1010

**Mr. Clark:** Mr. Chairman, this site in the Annapolis Causeway was chosen to install what they call a staff-flow or straight-flow turbine, which is different from a bulb-type turbine in that the generator is on the outside of the turbine runner and the turbine itself acts as the generator rotary. It cuts the coils to generate electricity. The size of that turbine, which was proposed about 40 or 50 years ago and has been developed first by English Electric and then when they went out of the turbine business, taken over by a Swiss firm, is 7.6 metres. The problem in a turbine of this type is to prevent the leakage between the edges of the runners and the generator. On smaller diameters, this has worked fine. I have seen plants on Iller and Lech River in Bavaria which use this principle. However, on large diameters, at 7.6 metres, you are in another order of magnitude and that is what the Annapolis project is primarily about.

Now, it was chosen because it would cost less to make an installation there than it would anywhere else in Canada. You have an existing spillway; you have an existing causeway or dam and it means just building the powerhouse within the causeway. I have some slides if you wish to see the lay-out they proposed. The total cost is roughly \$46 million, of which the Nova Scotia government is prepared to contribute the cost of

## [Traduction]

**M. Karas:** Non. Je crois qu'ils ont travaillé uniquement sur la recherche et le développement ainsi que sur les problèmes technologiques.

**Le président:** Vu que la France ne possède ni pétrole ni gaz naturel, il est normal qu'elle tienne plus que nous à exploiter toutes les possibilités.

**M. Karas:** La centrale de La Rance fut construite à une époque où le pétrole se vendait encore à très bon marché, c'est-à-dire à \$1.50 le baril. Si les autorités françaises ont donc décidé d'aller de l'avant avec la centrale de La Rance, c'est sans doute pour promouvoir la recherche et le développement français ainsi que la technologie française. Donc, leur principe de départ était différent du nôtre. L'Office national de l'énergie pour sa part estime que si la baie de Fundy doit être mise en valeur, ce n'est que si l'on peut prouver que c'est une source rentable d'énergie.

**The Chairman:** Mr. Portelance, suivi de M. McCauley.

**Mr. Portelance:** Thank you, Mr. Chairman. I read an ad recently in Nova Scotia saying the following: Nova Scotia opens way to harness tidal power. Is there any connection between this and the Bay of Fundy?

Here is what the article says:

Le premier ministre de la province, John Buchanan, à bord d'un bulldozer du ministère des Transports de la Nouvelle-Écosse, a officiellement inauguré la construction d'une centrale de 46 millions de dollars.

Cela a-t-il quelque chose à voir avec la baie de Fundy? Êtes-vous au courant?

**M. Clark:** On a retenu le site d'Annapolis pour y installer une turbine à écoulement direct, laquelle diffère du groupe-bulbe en ce sens que l'alternateur se trouve à l'extérieur de la couronne, la turbine faisant office de bobine de l'alternateur. Un dispositif de raccord est utilisé pour la production d'électricité. Cette turbine qui mesure 7.6 mètres, fut mise au point en un premier temps par la firme English Electric; lorsque celle-ci arrêta la fabrication de turbines, les travaux furent repris par une firme suisse. Il s'agit notamment d'empêcher les fuites entre la couronne et l'alternateur. Les résultats ont été satisfaisants pour les petits diamètres. Ainsi j'ai visité des centrales sur les rivières Iller et Lech en Bavière où l'on utilise ce principe. Par contre avec des turbines de gros diamètres, de 7.6 mètres en particulier, le problème se pose tout autrement, ce qui est justement le cas de la central d'Annapolis.

Ce site a été choisi parce que la construction d'une centrale y reviendrait moins chère que partout ailleurs au Canada. En effet on peut utiliser la digue existante pour l'aménagement de la centrale. J'ai quelques diapositives qui vous permettront de vous faire une idée des plans proposés. Le coût global s'élèverait à 46 millions de dollars, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse versant un montant égal à l'équivalent en pétrole de

[Text]

the equivalent amount of oil they will get from the generation of this turbine. The federal government has agreed to put in \$25 million.

The success of that operation could mean, I guess, billions of dollars to Canada in the long run because that turbine—a high specific speed, low-head turbine—can be used, or undoubtedly be used if it is successful, in many of the low-head river developments in Canada, some of which are not now economical because the technology is there but this new turbine would give them the technology. It would also decrease the cost of the turbine equipment in a tidal power plant, but the economics of the tidal development do not hang upon the development of a new turbine. Our estimates, as Mr. Karas pointed out, were based on the bulb turbine. There is a lot of experience, a lot of close estimating, so we were not supposing this thing might cost so much. However, we will have experience on this staff-flow type turbine in 1983 when it is commissioned, and a couple of years operating experience might indicate that some of those turbines should be installed in the Cumberland Basin site if the governments decide to go ahead with it.

**Mr. Portelance:** With this again, they will save about \$80,000 a year only from that 4.5 metre turbine. That is quite a saving.

**Mr. Clark:** Yes. That is right.

**Mr. Portelance:** Lately, I think provincial premiers met with some of the American governors talking about energy, and at that time, if I am not mistaken, the United States offered Quebec to go ahead with some electrical development where they would pay \$50 billion if they would have the use of most of the energy coming out of it. Was there not anything done about the Bay of Fundy where I think it is high costs? Were not the Americans also interested in that? Would they not benefit from that? Would it not be worthwhile for Canada and the Maritimes to go ahead with them on such a project?

• 1015

**Mr. Karas:** Well, certainly, in the study that we did, when we looked at the large site, which is the Minas Basin 4,000-megawatt site, that would require exporting of part of that energy into the United States; and as a matter of fact, when we did the study, we had Americans as observers in the study and we got a lot of information from them. So that study was done with American participation on markets, and the market we looked at was New England.

So if you are going to make a decision on the large Minas Basin site, which is a 4,000-5,000 megawatt site, you are absolutely right; it will require a large export market, which is New England, and the economics of that will hinge upon the price of energy that you will get from the export market.

Now if you are looking at a smaller site, which is the one recommended by the review board, of 1,000 megawatts, that energy can be absorbed in the Maritimes—90 per cent of it can be absorbed in the Maritimes; so the need for an export

[Translation]

l'électricité ainsi produite. Le gouvernement fédéral, pour sa part, participera à concurrence de 25 millions.

A longue échéance, cette centrale vaudra sans doute des milliards de dollars, ce genre de turbine à vitesse rotative élevée et à faible hauteur de chute pouvant être utilisée sur de nombreux cours d'eau canadiens à faible hauteur de chute dont la mise en valeur n'est pas encore rentable pour le moment. Elle permettrait en outre de réduire le coût des turbines d'une centrale marémotrice; mais en tout état de cause, l'aménagement des forces marémotrices ne dépend pas exclusivement de la mise au point de nouvelles turbines. Nos prévisions, ainsi que M. Karas l'a expliqué, sont basées sur les turbines-bulbes. Nous avons déjà procédé à de nombreuses expériences et fait toutes sortes de prévisions; nous ne pensons pas que les prix en soient fort élevés. En 1983, lorsque la turbine dite *Itra-Flow* commencera à fonctionner, nous en apprendrons davantage; deux années d'expérience pratique devraient nous permettre de décider si oui ou non il convient d'utiliser ce type de turbine pour la centrale de Cumberland, si le gouvernement décide d'aller de l'avant avec ce projet.

**M. Portelance:** La turbine de 4.5 mètres de diamètre à elle seule permettrait de réaliser une économie de quelque \$80,000 par an, ce qui n'est certes pas à dédaigner.

**M. Clark:** En effet.

**M. Portelance:** Lors d'une réunion récente entre des premiers ministres provinciaux et des gouverneurs des états américains, il aurait été question des problèmes énergétiques, et si je ne m'abuse, les États-Unis avaient offert au Québec une somme de 50 milliards de dollars pour la construction de centrales électriques, à condition bien entendu que les américains puissent utiliser la majeure partie de l'électricité ainsi produite. N'a-t-on rien fait à propos de la Baie de Fundy où, si je ne m'abuse, le coût de l'énergie serait prohibitif? Les Américains n'étaient-ils pas également intéressés à ce projet? N'en profiteraient-ils pas? Ne serait-il pas avantageux pour le Canada et les Maritimes de collaborer avec eux à un tel projet?

**M. Karas:** Il est certain que dans le cadre de notre étude, nous avons analysé cette grande formation géographique qu'est le Bassin Minas, et dont le potentiel est de 4,000 mégawatts; il faudrait exporter une partie de cette électricité vers les États-Unis; de fait, pendant notre travail d'étude, nous avons reçu des observateurs américains qui nous ont fourni pas mal de renseignements. Lors de cette étude, nous avons donc tenu compte des marchés américains et plus particulièrement du marché de la Nouvelle-Angleterre.

Alors vous avez parfaitement raison, avant de prendre une décision quant à cette grande formation géographique qu'est le Bassin Minas, dont le potentiel serait de 4,000 à 5,000 mégawatts, il faudrait tenir compte du besoin d'exporter une grande partie de l'électricité produite vers la Nouvelle-Angleterre; la rentabilité d'un tel projet dépendrait du prix qu'on pourrait obtenir pour le courant électrique ainsi exporté.

Pour ce qui est de la plus petite formation, celle recommandée par le bureau d'étude et dont le potentiel serait de 1,000 mégawatts, cette électricité pourrait être consommée dans les Maritimes, à concurrence de 90 p. 100; le besoin d'un marché



[Texte]

market is not as strong. So if the Americans are willing to exploit the large site with money and so forth, then of course one would require that export market.

**Mr. Portelance:** I think we have the same problem with gas. The gas is there but, if there is no market, nobody wants to put it out. This is what we have been told, and I suppose if we wait too long, the price will go up again. Maybe it is the right time to think of going into partnership and really have a system that will be there for years to come.

**Mr. Karas:** Well, for that reason, when we did the study we made sure that the planning engineers in the New England power pool were with us in the whole thing. This particular analysis was done with the co-operation of all the large utilities—even Hydro Quebec was involved; all the New England power pool systems were involved. So the analysis was done in a classical planning way; then the results were agreed upon by the utilities; and as far as I know, this is the first time that tidal power was studied in that particular detail.

So, agreed, that if you are going to look at a large site, it would require the participation of the New England market and its feasibility would have to be tested again.

**Mr. Portelance:** Because if we were to go ahead with that new program entirely, I think they would save something like 3 million barrels of oil a year. I saw that in one of your . . .

**Mr. Rose:** Excuse me: that is just the local one, the small one; that is just the 1,000 megawatt one. The other ones are even larger; the other one is 12.

**Mr. Karas:** About 12 million.

**Mr. Portelance:** If we are comparing, how would this Bay of Fundy, the entire planning, compare to the James Bay project?

**Mr. Karas:** James Bay: the initial phase is about 10,000 megawatts; which would be, in a sense, double or maybe triple the size of the B9 site. In energy, it would be about six times larger than the B9 site, because the James Bay is a very high capacity site. It produces energy practically 85 per cent of the time; whereas this site, in terms of time, produces energy maybe 30 or 33 per cent of the time, because as I showed you before, there is production of energy only when the tides come in and out, and there are slugs when you do not have energy.

• 1020

If you look at the hydro development in James Bay, the energy is produced practically all the time, so it is a very high capacity site. So I would say, in terms of capacity, three times larger than this large site, and in terms of energy, maybe five times or six times larger.

**Mr. Portelance:** And in terms of cost or price?

[Traduction]

d'exportation ne se fait donc pas sentir aussi fortement. Alors, si les Américains voulaient aménager la grande formation géographique en fournissant des fonds etc, alors évidemment il faudrait tenir compte du besoin d'un marché d'exportation.

**M. Portelance:** Je crois que nous avons le même problème pour ce qui est du gaz. La ressource est disponible, mais s'il n'y a pas de marché, personne ne veut l'extraire. C'est ce qu'on nous a dit, et je présume que si nous attendons trop longtemps, le prix augmentera encore. Il serait sans doute opportun d'envisager une association et d'aménager un système qui pourrait fonctionner pendant de longues années.

**M. Karas:** C'est pourquoi, lors de notre étude, nous nous sommes assurés que les ingénieurs du «New England Power Pool» étaient avec nous en tout temps. Cette analyse a été faite en collaboration avec toutes les grandes entreprises de services publics . . . même l'Hydro-Québec y a participé; tout les réseaux du «New England Power Pool» y ont participé. L'analyse a donc été faite suivant la méthode classique de planification; puis les résultats ont été approuvés par les divers réseaux de services publics; à ma connaissance, c'est la première fois qu'une étude aussi détaillée est réalisée au sujet de l'aménagement des forces marémotrices.

Vous reconnaissez donc que si l'on décidait d'aménager la grande formation géographique, il faudrait s'assurer l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre et réévaluer une fois de plus la rentabilité du projet.

**M. Portelance:** Si nous mettions en œuvre l'ensemble de ce nouveau projet, je crois qu'ils économiseraient aux alentours de 3 millions de barils de pétrole par année. J'ai lu cela dans l'un de vos . . .

**M. Rose:** Excusez-moi, cela s'applique uniquement au projet local, au plus petit des projets, celui de 1,000 mégawatts. Les autres sont plus considérables, l'autre représente 12 millions.

**M. Karas:** Environ 12 millions de barils.

**M. Portelance:** Dans quelle mesure l'ensemble des projets de la Baie de Fundy se compare-t-il aux aménagements de la Baie James?

**M. Karas:** La première étape d'aménagement de la Baie James représente environ 10,000 mégawatts; autrement dit, c'est plus ou moins le double, ou peut-être même le triple de la taille du projet B9. En énergie, cela représente environ 6 fois plus que le projet B9, puisque les travaux de la Baie James offrent d'énormes possibilités de production. On y produit de l'électricité 85 p. 100 du temps, alors qu'au projet B9, on ne produirait de l'énergie que 30 ou 33 p. 100 du temps; en effet, je vous l'ai montré tout à l'heure, on n'y produirait de l'énergie que lorsque les marées montent ou baissent, et il y aurait des périodes creuses, où aucune électricité ne serait produite.

A la baie James, on produit de l'électricité presque continuellement, ce qui en fait un aménagement d'une puissance énorme. Je crois donc qu'en matière de puissance, les aménagements de la baie James sont trois fois plus considérables que celles de cet emplacement-ci, et pour ce qui est de l'électricité, elles sont cinq ou six fois plus productives.

**M. Portelance:** Et le coût?



[Text]

**Mr. Karas:** That is a very difficult thing. My understanding is that the 1979 James Bay cost was about \$16.5 billion. I have not looked at the evaluation that Hydro Quebec did on James Bay. When you look at costs, there are two fundamental things that one has to look at; that is, are we talking current dollars or are we talking constant dollars, and is inflation included or is it not included? What I read in the papers is \$16 billion, and to make a comparison between those costs and tidal I would have to look at all the relevant items and try to compare it on an apples to apples basis, so I do not know. I have not done that.

**Mr. Portelance:** The entire cost of the Bay of Fundy is estimated at what?

**Mr. Karas:** In 1976 dollars, the constant dollar cost was \$3 billion, and for the large site it was up to \$9 billion in current dollars.

**The Chairman:** That is for the B9?

**Mr. Karas:** That is for the B9 site. In 1976 constant dollars it is about \$3 billion, but in terms of the cashflow, the stream of money you have to put out, including the seven-per-cent inflation rate that we used, is about \$9 billion.

**Mr. Portelance:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Before calling on Mr. McCauley, what is the connection between the project that Mr. Portelance just brought up in the Annapolis Valley, and the one in the Bay of Fundy? In other words, you were explaining to us, I believe, Mr. Clark, that one of its main purposes is to develop a new type of turbine, but what is the power source? It is not a tidal power project.

**Mr. Clark:** They are using the Annapolis causeway. They are using the head developed by the tides created by the Annapolis causeway, so it is in a tidal environment. It is a tidal plant but its primary purpose was the testing of a large-size STRATFLO turbine. It happens now to be in a tidal environment so it is an experimental tidal plant, if you wish to call it that.

**The Chairman:** So we will gain knowledge on the new type of turbine, and as it is a project in the tidal system, it will give you further knowledge on that system as well.

Thank you.

**Mr. Karas:** Could I just interject there. In a sense, too, it would give you the operation characteristics of a tidal plant. It would also give you the characteristics of this turbine operating in a sea environment, whereas lower head hydro, river and all that, would be pretty well fresh water. So in a sense, the operational characteristics of that particular plant would be very useful in any further study of tidal power.

**The Chairman:** Thank you.

[Translation]

**M. Karas:** C'est difficile à dire. Si je ne m'abuse, les aménagements de la baie James ont coûté 16,5 milliards de dollars en 1979. Je n'ai pas consulté les évaluations réalisées par l'Hydro-Québec à propos de la baie James. Quand on parle de coûts, il y a deux notions fondamentales à considérer: d'abord, s'agit-il de dollars courants ou de dollars constants? Puis, tient-on compte de l'inflation ou non? D'après les journaux, ces installations ont coûté 5 milliards de dollars, et pour comparer ces coûts à ceux de l'énergie marémotrice, il faudrait tenir compte de tous les facteurs pertinents, et ne comparer des pommes qu'à des pommes; je ne puis donc répondre à votre question, puisque je n'ai pas fait cette comparaison.

**M. Portelance:** Quel serait le coût de l'ensemble des aménagements de la baie de Fundy?

**M. Karas:** En dollars de 1976, le coût en dollars constants était évalué à 3 milliards de dollars, et pour le plus grand projet, on le chiffrerait à 9 milliards de dollars courants.

**Le président:** Vous parlez bien du B9?

**M. Karas:** Oui, je parle du projet B9. En dollars constants de 1976, ce projet coûterait environ 3 milliards de dollars, mais si l'on tient compte d'un taux d'inflation de 7 p. 100, il faudrait maintenant compter déboursier environ 9 milliards de dollars.

**M. Portelance:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Avant de céder la parole à M. McCauley, je voudrais savoir quel rapport existe entre le projet dont M. Portelance vient de parler, celui de la Vallée de l'Annapolis, et l'autre projet de la baie de Fundy? Autrement dit, monsieur Clark, je crois que vous nous avez expliqué que l'un des buts principaux poursuivis ici, c'est la mise au point d'un nouveau modèle de turbine; toutefois, quelle est la force motrice dans ce cas? Ne s'agit-il pas d'un projet d'aménagement de forces marémotrices?

**M. Clark:** On utiliserait la digue-chaussée de l'Annapolis. Il s'agirait d'utiliser la hauteur de chute provenant des marées, elles-mêmes régularisées par la chaussée; nous nous trouvons donc dans un emplacement de forces marémotrices. Il s'agirait donc d'une usine marémotrice dont le premier objectif serait de mettre à l'épreuve de grosses turbines dites STRATFLO. Puisqu'il y a des marées dans cet environnement, on peut dire que la réalisation de ce projet aboutirait à l'aménagement d'une centrale marémotrice expérimentale.

**Le président:** Nous obtiendrons donc de nouvelles connaissances sur le nouveau type de turbine, et puisqu'il s'agit d'un projet de mise en valeur des marées, nous obtiendrons également d'autres connaissances sur ce système.

Merci.

**M. Karas:** Qu'il me soit permis d'intervenir. D'une façon, nous apprendrions également les caractéristiques de fonctionnement d'une usine marémotrice et de ces turbines, en eau salée, alors que pour les centrales hydro-électriques où la hauteur de chute est moindre, comme dans les rivières etc., il s'agit presque toujours d'eau douce. Il serait donc très utile de connaître les caractéristiques de fonctionnement de ces usines, dans le cadre d'autres études sur l'énergie marémotrice.

**Le président:** Merci.

[Texte]

Mr. McCauley.

**Mr. McCauley:** Did I notice a flicker of recognition over there when Mark Rose asked how many barrels in a ton of oil?

**Mr. Dean N. Clay (Chief, Science and Technology Division, Library of Parliament):** Approximately seven barrels per metric ton. Seven, seven and a quarter.

**The Chairman:** A research staff must not flicker.

**Mr. McCauley:** Not at this hour of the morning anyway.

A couple of mechanical questions. Point No. 4, Mr. Clark, of the advantages is that "harnessing of the tides for electrical energy generation is non-polluting." However, you did mention to the chairman that there are other environmental problems. You said something about the effect of tides on the American New England coast. Could you elaborate on that?

**Mr. Clark:** Yes, I could. We have developed a fairly good mathematical model of the tides in the Bay of Fundy; I think this is on page 17 of the report. For the A8 site, which is the Cumberland Basin site, there would be very little effect, say, at Boston resulting from the fact that it is not measurable by tensiometre.

• 1025

**Mr. McCauley:** That is the Cumberland Basin, is it?

**Mr. Clark:** That is a smaller site.

**Mr. McCauley:** What about the Minas Basin?

**Mr. Clark:** The Minas Basin site would have perhaps 20 centimetres, I think.

**Mr. McCauley:** What? Would lower the tide?

**Mr. Clark:** It would increase the tidal range, but it would not necessarily increase the high tide nor decrease it; the medium tide's range would be changed by about 20 centimetres.

**Mr. McCauley:** So it is not really an effect that is going to bother anybody.

**Mr. Clark:** It might bother.

**Mr. McCauley:** What about silting?

**Mr. Clark:** Silting in Cumberland Basin was thought to be a large problem but the federal government, the BIO, the Bedford Institute of Oceanography, has been carrying out studies in Cumberland Basin—they were doing them at Minas, but the interest sort of shifted to Cumberland. Indications are that the sedimentation is not going to be the problem that was predicted, with dire consequences, previously, when you had no knowledge. When I say that there will be environmental problems, there are environmental problems with all energy sources, whether hydro electric or nuclear or torque. These can be mitigated, in most instances. In the review board's opinion, there are no environmental effects that would prevent a development in that area. We spoke to all the environmental experts we could get hold of at this time. These are qualitative

[Traduction]

Monsieur McCauley.

**M. McCauley:** Ai-je bien vu un clin d'œil malicieux chez quelqu'un là-bas, lorsque Mark Rose a demandé combien de barils il y a dans une tonne de pétrole?

**M. Dean N. Clay (Chef, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Il y a environ sept barils par tonne métrique de pétrole, sept ou sept et quart.

**Le président:** Un membre du personnel de recherche ne devrait jamais faire un clin d'œil malicieux.

**M. McCauley:** Du moins, pas si tôt dans la matinée.

J'aurais quelques questions de nature technique. Monsieur Clark, quand vous parlez des avantages que présente cette forme d'énergie, au numéro 4 vous dites: «L'aménagement des marées pour la production d'énergie électrique est non polluant». Toutefois, vous disiez au président que cela présente d'autres problèmes pour l'environnement. Vous avez parlé de l'incidence des marées sur la côte américaine de la Nouvelle-Angleterre. Pourriez-vous être plus explicite?

**M. Clark:** Oui, volontiers. Nous avons mis au point un assez bon modèle mathématique pour les marées de la Baie de Fundy; je crois qu'il se trouve à la page 18 du rapport. Pour ce qui est du projet A8, celui du Bassin de Cumberland, l'incidence serait négligeable à Boston par exemple, puisque cela ne se mesure même pas avec un tensiometre.

**M. McCauley:** Il s'agit bien du Bassin de Cumberland, n'est-ce pas?

**M. Clark:** En effet, il s'agit du petit projet.

**M. McCauley:** Et le Bassin de Minas, alors?

**M. Clark:** Je crois que dans le Bassin de Minas, on aurait environ 20 centimètres.

**M. McCauley:** Quoi? A marée basse?

**M. Clark:** Il y aurait une augmentation de niveau de l'étiage, mais il n'y aurait aucun changement pour ce qui est de la marée haute; le niveau moyen des marées serait modifié d'environ 20 centimètres.

**M. McCauley:** Ce n'est donc pas un effet qui pourrait nuire à qui que ce soit.

**M. Clark:** Cela pourrait très bien tracasser bien des gens.

**M. McCauley:** Qu'en est-il de l'ensablage?

**M. Clark:** Le gouvernement fédéral a d'abord cru que l'ensablage dans le Bassin de Cumberland poserait de graves problèmes. Le BIO, le *Bedford Institute of Oceanography* a entrepris des études dans le Bassin de Cumberland—des études ont été faites également au Bassin de Minas, mais l'intérêt s'est plus ou moins porté vers le Bassin de Cumberland: Il semble que la sédimentation ne posera pas les problèmes qu'on craignait, et toutes les autres conséquences catastrophiques qu'on craignait avant de faire ces études. Quand je parle de problèmes reliés à l'environnement, je reconnais que de tels problèmes sont associés à toutes les ressources énergétiques, qu'il s'agisse de centrales hydro électriques, nucléaires ou autres. Dans la plupart des cas, l'incidence peut être atténuée. De l'avis du bureau, aucun effet environnemental ne devrait



[Text]

observations, of course, because there would be a great deal of the money in the next phase of the study and the final design devoted to environmental aspects.

**Mr. McCauley:** But getting back to that change in tides on the New England coast: you say that it might bother some people, what do you mean? In what sense?

**Mr. Clark:** In the sense that sometimes if you change anything it bothers a lot of people.

**Mr. McCauley:** You cannot be more specific than that?

**Mr. Clark:** No. In my view, the changes would be minor, but I am not living near Boston.

**The Chairman:** You are not from Boston.

**Mr. Clark:** Twenty centimetres might be a problem.

**Mr. McCauley:** Can we fantasize for a minute? Can you spell out a scenario for us on the development of tidal power in the Bay of Fundy? What would have to happen for that to take place, and how, and when and so on and so forth?

**Mr. Clark:** Firstly, I think it would be necessary to update our scenarios to the present, from what we were looking forward to in 1976 to what we are now looking forward to in 1980, to see whether the conclusions of the review board are still valid. That, as I said, would be a fairly easy exercise in costs and time—that is just updating, no new designs. Then, I think the Minister of Energy, Mines and Resources said some time ago that this could be one of the first projects under the Maritime Energy Corporation. What we have recommended is a joint project between Nova Scotia and New Brunswick. It seems the next step would be the formation of some corporation, not necessarily just to do the tidal work but to do the whole of the energy picture in the Maritime Provinces.

• 1030

**Mr. McCauley:** Are you familiar with the energy situation in the Maritimes at Point Lepreau, for example, coming on stream shortly, the push to change the National Energy Board's decision on the natural gas pipeline? If these things all happen, then it is going to push the development of tidal power back and back and back, while we are ahead, ahead, ahead.

**Mr. Karas:** Well, that is the perennial problem of a system planner, to make the decision for the next development. What has to be done is that the utilities or the governments have to make a decision on what is the next block of generation to supply an anticipated load. Once that decision is made, then that forecast load would be supplied from this particular generating source. In the case of Lepreau, it will be a nuclear source. When the loads keep on increasing, another decision will have to be made on what will supply the next source for

[Translation]

empêcher l'aménagement de pareilles installations dans cette région. Nous avons discuté avec tous les experts de l'environnement que nous avons pu rencontrer à l'époque. Bien sûr, ces observations sont faites sous toutes réserves, puisque lors de la prochaine étape d'étude et de conception finale, nous avons l'intention de consacrer beaucoup d'argent à l'étude de l'incidence environnementale.

**M. McCauley:** Revenons-en à ce changement dans les marées sur la côte de la Nouvelle-Angleterre: Vous dites que cela pourrait tracasser certaines personnes. Que voulez-vous dire par là? De quelle façon?

**M. Clark:** En ce sens que si on change quoi que ce soit, cela tracasse toujours certaines personnes.

**M. McCauley:** Ne pourriez-vous pas être plus précis?

**M. Clark:** Non. A mon avis, ce changement serait mineur, mais je n'habite pas près de Boston!

**Le président:** Vous n'êtes pas de Boston, quoi!

**M. Clark:** Vingt centimètres de différence, ça pourrait causer des problèmes.

**M. McCauley:** Pourrions-nous rêver pour quelques instants? Pouvez-vous nous décrire un scénario d'aménagement des forces marémotrices de la baie de Fundy? Que faudrait-il faire pour en arriver là, comment, quand, et ainsi de suite?

**M. Clark:** D'abord, je crois qu'il nous faudrait repenser notre scénario, puisqu'il a été conçu en 1976, et que nous devons tenir compte des conditions de 1980; il nous faudrait voir si les conclusions du bureau d'étude sont encore valables. Je l'ai déjà dit, cela ne serait pas très exigeant, ni en argent, ni en temps... Il ne s'agirait que d'une remise à jour, ne demandant aucun nouveau plan. Je crois que des représentants du ministère de l'Énergie, Mines et Ressources, affirmaient il y a quelque temps que ce projet pourrait être le premier réalisé par la Compagnie d'électricité des Maritimes. Nous avons recommandé la réalisation commune d'un projet entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. L'étape suivante consisterait, semble-t-il, à constituer une société qui ne se limiterait pas forcément à l'énergie marémotrice mais qui s'occuperait plutôt de l'énergie sous tous ses aspects dans les provinces maritimes.

**M. McCauley:** Sur le plan de l'énergie, savez-vous quelle est la situation dans les Maritimes, notamment à la Pointe Lepreau, qui entrera en activité sous peu, et compte tenu des pressions exercées pour inciter l'Office national de l'énergie à revenir sur sa décision concernant le gazoduc? Si toutes ces choses se produisent, l'aménagement des forces marémotrices ne cessera d'être repoussé alors que nous sommes très en avance, et comment!

**M. Karas:** C'est un problème inhérent à la planification puisque les décisions portent sur une réalisation de l'avenir. Les services publics ou les pouvoirs publics doivent choisir les ressources énergétiques qui répondront aux besoins futurs. Une fois que ce choix est arrêté, les besoins prévus seront couverts par ces ressources. Dans le cas de Lepreau, il s'agit du nucléaire. Si la demande ne cesse de croître, il faudra opter pour une nouvelle source d'énergie susceptible de faire face à cette croissance. C'est à ce moment-là, que, peut-être, l'énergie



**[Texte]**

that particular increasing load. It is at that time, then, that perhaps tidal power would be the source considered among all other alternatives. Whichever is the most economic, the most feasible economically, environmentally, socially, and financially viable, will then be the one which is proposed and the decision made on.

It is very, very difficult to say that we can propose a scenario for tidal, because the scenario is changing. What we are suggesting is that an update of the scenario that we had made in 1976 will tell us very quickly how competitive tidal is. When you look at the scenario on tidal, we will look at it in conjunction with the impact of Lepreau on the system. We will look at it in conjunction with Q & M gas being brought into the Maritimes. We will look at it with all these alternatives and scenarios and then do a parametric and sensitivity analysis. We will look at it in terms of whether Nova Scotia will switch to coal—it has oil-fired plants—and if they switch to coal, how will that impact on tidal. That is the way system-planning analysis is done.

When we did the study in 1976, the idea of Q & M and the idea of switching to coal and those things were not considered because they were not in the realm of what we considered the boundary constraints. But certainly Lepreau was. Lepreau was put into the analysis. Other nuclear generating sources were put into the analysis. What we are suggesting today is exactly what you are saying: with the advent of all these new ideas and new things coming into the Maritimes, is tidal competitive? It is with that in mind that we say let us update the analysis with all these new scenarios. It will then show it is competitive or it is not. If it is competitive, what we are saying is it would take about 10 or 12 years to put on line. So it is a generating source which will meet the load requirements of the Maritimes about 12 years down the pipe; not today. That is how long it would take. These types of studies—for example with James Bay, the studies on James Bay started in 1960 or in the late fifties. The decision for James Bay was done in 1967 or 1968. James Bay is on line today; it is just coming on line—perhaps last year. So these types of development take 10, 12 years to come on line; but the decision has to be made today to predict the futures 12 years down the pipe.

• 1035

**Mr. McCauley:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Rose and then Mr. Clay and Mr. Graham.

**Mr. Rose:** By the way, what time does this session end? At 1:00 o'clock?

**The Chairman:** We are trying to end at 10:45 a.m., if we can make it. A few minutes either way would not mean that much.

**Mr. Rose:** You are not suggesting any restraints on me or anything?

**[Traduction]**

marémotrice risque d'être prise en considération parmi toutes les autres solutions possibles. On retiendra la plus économique, la plus rentable économiquement, écologiquement, socialement et financièrement.

Il nous est extrêmement difficile de proposer un scénario pour l'énergie marémotrice dans la mesure où ce scénario évolue. Nous proposons une mise à jour de celui que nous avions établi en 1976 pour être renseigné très rapidement sur le caractère compétitif de l'énergie marémotrice. En réexaminant la possibilité d'aménager ces forces, il faudra tenir compte de Lepreau et de son incidence sur tout le système. Il faudra également prendre en considération le projet de gazoduc pour l'approvisionnement des Maritimes et du Québec en gaz naturel. Moyennant toutes ces solutions, nous réaliserons une analyse des paramètres. Nous chercherons à déterminer si la Nouvelle-Écosse optera pour le charbon—ses usines fonctionnent actuellement au mazout—et il faudra voir si le choix du charbon aura des répercussions sur l'énergie marémotrice. Voilà comment se fait l'analyse de la planification des systèmes.

Lorsqu'en 1976, nous avons réalisé cette étude, nous n'avons pas tenu compte du gazoduc de Q et M ni de l'utilisation du charbon dans la mesure où cela n'entraînait pas dans ce que nous estimions être des contraintes absolues. Ce qui n'était pas le cas de Lepreau. L'analyse tenait compte de Lepreau, de même que de certaines autres sources d'énergie nucléaire. La question que nous nous posons aujourd'hui rejoint tout à fait ce que vous dites: avec la mise en œuvre de ces nouvelles idées et de ces nouveaux éléments dans les Maritimes, l'énergie marémotrice est-elle compétitive? C'est en songeant à ces nouveaux paramètres que nous préconisons une mise à jour de l'analyse. On verra alors si c'est compétitif ou non. Dans l'affirmative, l'aménagement et la mise en exploitation exigerait, selon nous, entre 10 et 12 ans. C'est donc une ressource qui répondra aux besoins des Maritimes dans une douzaine d'années, mais pas aujourd'hui. C'est le temps qu'il faudra. Dans le cas de la Baie James, par exemple, les études ont débuté en 1960 ou à la fin des années 50. La décision a été prise en 1967 ou en 1968. C'est maintenant que la centrale de la Baie James est en activité; elle commence tout juste à tourner—depuis peut-être l'an dernier. Il faut donc attendre 10 ou 12 ans avant que ces réalisations entrent en activité; toutefois, c'est aujourd'hui qu'il faut prendre la décision et prévoir ce qui se passera dans 12 ans.

**M. McCauley:** Merci.

**Le président:** La parole sera successivement à M. Rose, à M. Clay et à M. Graham.

**M. Rose:** A propos, à quelle heure se termine cette séance? A 11h00?

**Le président:** Nous allons faire notre possible pour terminer à 10h45. Quelques minutes de plus ou de moins, cela n'a guère d'importance.

**M. Rose:** Vous ne m'imposez donc aucune limite?

[Text]

**The Chairman:** No.

**Mr. Rose:** I have had lots of time with this committee, and I do not want to take up more than my share.

**The Chairman:** I would not presume to try to restrain you, Mr. Rose.

**Mr. Rose:** I wonder if you could help me with my math. I have a lot of trouble with the units involved here. I looked at page 3. You said that the saving in La Rance was approximately 100,000 tons per year. That is in Mr. Clark's paper. Right? Page 3, 100,000 tons. Somebody over there said that that equals 700,000 barrels. Right? They said seven barrels to the ton. Right? I multiplied that by 32 and I got roughly \$22 million. That is per year. Right? Then I multiplied that by 5 because you said the Minas Basin site, B9 site, was 5 times the size of La Rance. Right? Or, how much?

**Mr. Clark:** Cumberland Basin is about 5 times the size of La Rance.

**Mr. Rose:** Okay, let us do the Cumberland Basin. That is 5 times La Rance. Right? And the others you say is 12? Would you say 10? Will that be all right; 10 to 12? That is 200,000. Right?

It would take you five years then at that rate to save \$1 billion. Therefore, if you take that \$1 billion in 5 years, it will take you 45 years to get \$9 billion because you say, at today's costs, it is \$9 billion. So, it is 45 years before you break even on this thing. Would you say that is true?

**Mr. Karas:** Table 40 shows the break-even period between 30 and 35 years.

**Mr. Rose:** I did not look at the table. I just did my own math. So, it is a long, long-term project?

**Mr. Karas:** Absolutely.

**Mr. Rose:** And that is really what bothers all of us and is what you alluded to earlier. Then another very disturbing thing came to our attention the other day. Go ahead.

**Mr. Karas:** What I would like to say is that, in electric power planning, the differences between alternatives can be very, very small. In other words, the optimum choice between A and B—those differences—can be very, very small, and the so-called "break-evens" are quite reasonable in terms of electric power planning decisions. You know, if you look at these types of large developments, the idea of breaking even in three or four years just does not happen. So, although in some other private enterprises a break-even period of much less than 10 years is reasonable, that is not what one should expect in electric power planning enterprises.

**Mr. Rose:** What is the lifetime of a large hydro dam?

**Mr. Karas:** Seventy years; eighty years.

[Translation]

**Le président:** Non.

**M. Rose:** Je suis intervenu très souvent dans ce Comité et je ne veux pas accaparer plus que ce qui me revient.

**Le président:** Loin de moi l'idée de vouloir vous imposer des contraintes, monsieur Rose.

**M. Rose:** Pourriez-vous m'aider dans mes calculs? Les unités qu'on emploie ici me posent énormément de difficultés. A la page 3, vous dites que les économies réalisées grâce à l'usine de la Rance se chiffrent à environ 100,000 tonnes par an. Cela se trouve dans le document de M. Clark, n'est-ce pas? Page 3, 100,000 tonnes. Quelqu'un de l'autre côté a dit que cela équivaut à 700,000 barils, n'est-ce pas? Autrement dit, sept barils par tonne. C'est bien cela? J'ai multiplié cela par 32 et j'ai obtenu 22 millions de dollars à peu près. C'est pour une année. Puis j'ai multiplié cela par cinq puisque vous avez dit que le bassin de Minas, c'est-à-dire le site B9, aurait une capacité cinq fois supérieure à celle de la Rance, n'est-ce pas? Ou alors combien?

**M. Clark:** Le bassin de Cumberland est à peu près cinq fois plus grand que celui de la Rance.

**M. Rose:** Faisons donc les calculs pour le bassin de Cumberland. Il a une capacité cinq fois supérieure à celle de la Rance. N'avez-vous pas dit que pour l'autre elle est de douze fois supérieure? Ou alors dix? Entre dix et douze, n'est-ce pas? Cela fait 200,000 alors.

Il faudrait donc 5 ans pour économiser un milliard de dollars. De sorte qu'au bout de 45 ans, cela ferait 9 milliards de dollars, compte tenu du prix de revient actuel. Le point d'équilibre est donc atteint au bout de 45 ans, n'est-ce pas?

**M. Karas:** Le tableau 40 indique que l'équilibre est atteint au bout de 30 à 35 ans.

**M. Rose:** Je n'ai pas regardé le tableau. Je me suis contenté de mes propres calculs. C'est donc un projet de très longue haleine.

**M. Karas:** Absolument.

**M. Rose:** Vous y avez fait allusion tout à l'heure, et c'est précisément ce qui nous tracasse tous. D'ailleurs, un autre fait extrêmement gênant nous a été signalé l'autre jour. Allez-y.

**M. Karas:** Je signale qu'en ce qui concerne la production d'énergie électrique, les écarts entre les diverses solutions sont minimes. Autrement dit, entre la solution A et B, c'est-à-dire entre les périodes de rentabilisation qui leur correspondent, l'écart est minime. Il est inutile de songer à rentabiliser en l'espace de trois ou quatre ans des ouvrages de grande envergure. Si dans d'autres entreprises privées, on juge que la rentabilisation doit normalement intervenir à moins de dix ans, ce n'est pas du tout ce qu'on attend des entreprises chargées de la planification, pour la production d'énergie électrique.

**M. Rose:** Quelle est la durée utile d'un grand barrage hydro-électrique?

**M. Karas:** Soixante-dix ans; quatre-vingts ans.



[Texte]

**Mr. Rose:** So, in other words, with similar economics you might have 20 years. What is the lifetime of a nuclear power plant?

**Mr. Karas:** Set life is about 35 years.

**Mr. Rose:** Thirty-five years. So, if I had to make choices on the basis of my own prejudices, I would opt for tidal ahead of "nukes" because at least you do not have the waste problem. But you do not know what the lifetime is of a ...

**Mr. Clark:** Of a nuclear ...

**Mr. Rose:** Oh yes, we have a pretty good estimate of that. We know also the lifetime of the waste products, which scares the hell out of some people, including me.

**Mr. Karas:** Yes.

**Mr. Clark:** Yes.

**Mr. Rose:** But anyway what really disturbs me though is something that came up I think with Mr. Ploeg. He made a statement that was a bit disturbing and it appeared again here in Mr. Clark's statement, which is:

... if fossil fuel prices continue to rise in real terms.

... and I think the accent is on real terms ...

... be more nearly competitive with electricity—generated from fossil fuels, if fossil fuel prices continue to rise ...

• 1040

He made a statement to me that I am going to be bringing up to every group that appears before us. That is that the graph of the inflated cost of fuel, whether it goes from \$2 a barrel to \$15 a barrel to \$32 a barrel to \$100 a barrel, is pretty well a straight-line graph, at least it may be. Anyway it is arising graph; whether it has plateaus in it or not is really irrelevant. But the fossil fuel, the oil energy, increase is so inflationary that almost any alternative, the graph of the costs of any alternative, rises in parallel with that, certainly, he mentioned, in—what was his particular specialty—water?

**The Chairman:** Yes, but during the construction only.

**Mr. Rose:** Yes, I know but we examined the life-time of these things, too, because some of them have a very short lifetime right? That is really what I am very anxious to get at. Are there really economic alternatives, if the graphs are rising parallel, and would you agree with Dr. Ploeg? At least during the construction period and the period when you are paying on bonds and financing if the energy costs in oil continue to rise, and oil costs are such a component of every other cost in terms of construction, where do the graphs cross and where does it become economic, really? What is the point you reach where one becomes more economic, and, as a planner, how can you make a choice, given the parallel rising of these graphs? They do not cross, so that tidal power, biomass, whatever, are really tied to the cost, at the moment, anyway, the rising cost of oil.

**Mr. Karas:** In a sense you are absolutely right.

[Traduction]

**M. Rose:** Autrement dit, avec de pareils facteurs économiques, cela pourrait donner vingt ans. Quelle est la durée utile d'une centrale nucléaire?

**M. Karas:** Environ 35 ans.

**M. Rose:** Trente-cinq ans. Étant donné mes partis pris, c'est l'énergie marémotrice que je choisirais de préférence au nucléaire car, du moins, on n'aurait pas le problème des déchets. Mais vous ignorez la durée utile d'un ...

**M. Clark:** D'une centrale nucléaire ...

**M. Rose:** Aussi, nous en avons une assez bonne idée. Nous connaissons également la durée de radiation des déchets nucléaires, ce qui épouvante certaines personnes, dont je suis.

**M. Karas:** Oui.

**M. Clark:** Oui.

**M. Rose:** En tout cas, M. Ploeg a dit quelque chose qui n'était guère rassurant et qu'on retrouve encore dans le document de M. Clark:

... si les prix du combustible fossile ne cessent d'augmenter en termes réels.

... je crois qu'on insiste sur: termes réels ...

... rivaliserait davantage avec l'électricité obtenue à partir des combustibles fossiles si les prix des combustibles fossiles ne cessent d'augmenter ...

Il m'a dit quelque chose que je vais répéter à tous les groupes qui comparaitront devant nous. Il s'agit du fait que la courbe indiquant l'augmentation du prix de revient du pétrole, passant de \$2 à \$15 le baril, puis à \$32 et à \$100 le baril, est presque une ligne droite ou pourrait l'être en tous cas. De toute façon, c'est une courbe ascendante et le fait qu'elle puisse comporter des plateaux n'y change pas grand chose. Or, le renchérissement du combustible fossile, c'est-à-dire de l'énergie pétrolière, subit une telle inflation que le graphique indiquant le prix de revient de n'importe quelle autre solution, ou presque, suit un tracé parallèle. En tous cas c'est vrai, a-t-il dit, pour l'eau; c'était bien sa spécialité, n'est-ce pas?

**Le président:** Oui, mais uniquement durant l'aménagement.

**M. Rose:** Je le sais, mais nous avons également pris la durée utile en considération car dans certains cas elle est très courte, n'est-ce pas? Et voilà où je brûle d'impatience pour savoir. Existe-t-il vraiment d'autres solutions qui soient économiques, si les graphiques suivent un tracé parallèle? Êtes-vous d'accord avec M. Ploeg? En tous cas, durant l'aménagement et la période de financement, si le prix de revient du pétrole continue à monter, étant donné qu'il entre dans tous les coûts de construction, où les graphiques se croisent-ils et à partir de quel moment est-ce que cela commence à devenir rentable? A partir de quel moment pouvez-vous faire un choix, en votre qualité de planificateur, étant donné que ces courbes grimpent parallèlement? Elles ne se rencontrent pas, de sorte que l'énergie marémotrice et la biomasse, par exemple, sont intimement liées à la hausse du prix du pétrole, du moins pour le moment.

**M. Karas:** Vous avez parfaitement raison en un sens.



[Text]

**Mr. Rose:** Let me make one more point! Until you run out. There is a time when you are going to run out of conventional oil, fossil fuel.

**Mr. Karas:** Yes. But even if you do not run out, that is the kernel of what system planning is all about. What is done in the analysis—and we are just talking about analysis—is that when alternatives are looked at, alternatives are looked at in a time span, number one, of the asset life of that particular plant. Two fundamental components exist. One is the capital cost of constructing the plant, and these are the physical construction costs and so forth. They will rise as the inflation rises for these particular components, which are usually material and labour. They may or they may not be tied to oil. Labour costs are not tied to oil. Material costs, such as the amount of concrete required . . .

**Mr. Rose:** Just a moment. Labour costs are tied to inflation, which is tied directly to oil.

**Mr. Karas:** Yes, but inflation per se is not tied to oil. All I am saying is that inflation per se is tied to the economic system in which we live. All I am saying is whatever those inflation rates are, this component is introduced into the analysis. It is introduced into the analysis. Now, the rate we use is based on the expert opinion of the financial advisers and so forth. The engineer also says, okay, this is the base rate but I am going to test my answers with a minus and a plus on this base rate. So that is one component, the capital cost component.

Now, as soon as the plant is in service, as soon as it starts to operate, there are then two components to look at. One is the capital cost or charges, like your mortgage, in order to pay back those billions of dollars that you had borrowed. This is one component, and no matter if it is a nuclear plant or a fossil plant or a tidal plant, that component must be paid back, and we call that the capital charges.

• 1045

The other component of cost, again whether it is a nuclear plant or an oil plant or a tidal plant, is its operating costs. Now, as Mr. Clark said, in terms of operating costs, since you are using water, the tidal is zero but you have a very, very high capital cost and so you have to pay a large fixed capital cost. Now, a fossil plant has a relatively low capital cost but a very high operating cost because now you are linking the operating cost directly with the fuel that you are using, and operating costs will rise depending on the fuel. If you use coal, you have to make a future as to what coal prices are going to do. If you use oil, like the Maritimes, you are going to have to make a future scenario about what oil costs are going to do. When you add all this into the analysis over the whole life span of the project, you can mathematically and technically determine which one of these things or scenarios is the most economical, and that is the way it is done. It is, as you said, very, very critical to what your assumptions are on the cost of oil . . .

**Mr. Rose:** Or anything else.

[Translation]

**M. Rose:** Permettez-moi d'ajouter une dernière chose. Le moment viendra où il n'y aura plus de pétrole ni de combustibles fossiles.

**M. Karas:** Oui, mais même si on ne l'épuise pas, c'est à cela que se ramène la planification des systèmes. Lorsqu'on procède à l'analyse . . . et il est uniquement question d'analyse . . . la durée utile de chaque installation prime toutes les autres considérations. Il existe deux éléments fondamentaux. C'est, d'une part, le coût d'immobilisation que représente la construction de l'usine, c'est-à-dire le coût de l'aménagement proprement dit. Il augmentera au même rythme que l'inflation à laquelle sont soumis les éléments qui le composent, c'est-à-dire les matériaux et la main-d'œuvre. Cela n'est pas obligatoirement lié au pétrole. Le prix de revient de la main-d'œuvre n'est pas lié au pétrole. Le prix de revient des matériaux, comme la quantité de béton . . .

**M. Rose:** Un instant, là. Le prix de revient de la main-d'œuvre est lié à l'inflation qui est elle-même directement liée au pétrole.

**M. Karas:** Oui, mais l'inflation n'est pas intrinsèquement liée au pétrole. Je veux dire que l'inflation est intrinsèquement liée au système économique dans lequel nous vivons. Quel que soit le taux d'inflation, cette composante entre dans l'analyse. Le taux dont nous nous servons est celui que nous fournissent les spécialistes, notamment les conseillers financiers. Par ailleurs, il est possible que l'ingénieur veuille faire ses calculs en tenant compte d'un taux inférieur et d'un taux supérieur à ce taux de base. Le coût en capital est donc un facteur.

Deux autres éléments sont à envisager, à partir du moment où l'usine commence à fonctionner. C'est, d'une part, le coût en capital ou les charges, comme l'hypothèque, c'est-à-dire le remboursement des milliards de dollars empruntés. Peu importe qu'il s'agisse d'une centrale nucléaire, d'une centrale thermo-électrique ou d'une centrale marémotrice, on ne peut échapper aux remboursements, et c'est ce que nous appelons les dépenses de capital.

L'autre composante du coût, qu'il s'agisse d'une centrale thermo-nucléaire ou marémotrice, c'est le coût d'exploitation. Comme M. Clark l'a dit, ces frais d'exploitation sont nuls dans le cas d'une centrale marémotrice, puisqu'on utilise l'eau, mais les frais d'immobilisation sont très élevés et sont une composante fixe. Pour les centrales utilisant des combustibles fossiles, les frais d'immobilisation sont relativement peu élevés, mais les frais d'exploitation sont très importants car ils sont directement liés au combustible utilisé, et croissent avec le prix de celui-ci. Si le combustible est le charbon, il faut prévoir l'évolution du prix du charbon. Si c'est le pétrole, comme dans les Maritimes, il faut prévoir l'évolution du prix du pétrole. En intégrant toutes ces données dans l'analyse portant sur toute la durée de l'aménagement, on peut déterminer de façon mathématique et technique laquelle des solutions est la plus économique, et c'est ainsi qu'on procède. Vous l'avez bien dit, cela a une forte incidence sur les prévisions quant au prix du pétrole . . .

**M. Rose:** Ou de tout autre combustible.

## [Texte]

**Mr. Karas:** Or anything else, but these assumptions then are introduced into the analysis, and as I think on page 39 of the analysis, we then tested the basic assumptions on a plus and a minus. What happens if oil goes up? What is our result? What happens if oil goes down? What is our result? What happens if the loads go up? What is our result? Once you get a matrix of decisions, you then zero in on what you say is the best alternative. That is the planning process and in it, every component, exactly what you said. What happens if *Q* and *M* gas is available in Halifax and the Nova Scotia utilities use gas instead of oil? What is your price for gas?

**Mr. Rose:** Or a big conservation program.

**Mr. Karas:** Or a big conservation program. All of these things can be plugged into the analysis and it is through this type of systems of analysis you could come out with an answer. Is it or is it not economic?

**Mr. Rose:** And you do not have one.

**Mr. Karas:** In this particular scenario, when we did the study in 1976, we said yes, it is economic but from a financial point of view, because the tidal power plant was so capital intensive, the utilities themselves could not afford it.

**Mr. Rose:** One of the advantages to it, though, is that it is capital intensive.

**Mr. Karas:** Very capital intensive.

**Mr. Rose:** It is not labour intensive?

**Mr. Karas:** Labour intensive in the construction period, yes. Automatic supervisory control . . .

**Mr. Rose:** But in the long term, one of the advantages of it is that you employ a few of those unemployed maritimers.

**Mr. McCauley:** Advantages?

**Mr. Rose:** Well, that is one of his costs. There is a social cost, social benefits. Is that sort of thing included or has that become a political decision far removed from your pure thinking?

**Mr. Karas:** Well, the basic bench-mark in any analysis is, number one, is it economically feasible? Is it technically feasible? Is it financially feasible? These are the three basic bench-marks. Then you get into problems of the socio-economic impacts, the environmental and so forth, and the decision is then made on these five bench-marks. From the terms of socio-economic we did an analysis and it showed you the numbers of people that would be employed and so forth and so on. It is a giant project like any other giant project which will have a tremendous construction period. After the construction period there may be social disruptions.

**Mr. Rose:** Yes. It is interesting that the social and environmental become four and five in your consideration.

**Mr. Karas:** Well, I am not saying it comes first and second. I am not saying it comes first or second but all I am saying is that this is an energy project, and an energy project should be looked upon as to whether it is economic or not.

## [Traduction]

**M. Karas:** Ou de tout autre combustible, mais ces prévisions sont ensuite intégrées dans l'analyse, comme nous l'avons fait à la page 39, pour analyser l'incidence des prévisions, à la hausse ou à la baisse. Que se produira-t-il si le prix du pétrole monte? Quels seront les résultats? Et si le prix du pétrole baisse? Quels seront les résultats? Qu'arrivera-t-il si les livraisons augmentent? Quels seront les résultats? A partir de ces données de base, on peut déterminer la meilleure solution. Le processus de planification comprend tous les éléments que vous avez mentionnés. Qu'arrivera-t-il si le gaz de *Q* and *M* est livré à Halifax et si les compagnies de services publics de Nouvelle-Écosse abandonnent le pétrole pour le gaz? Quel sera le prix du gaz?

**M. Rose:** Ou bien un grand programme d'économie d'énergie.

**M. Karas:** Oui. L'analyse peut prendre tout cela en ligne de compte et permet de savoir si une solution est économique.

**M. Rose:** Vous ne le savez pas encore.

**M. Karas:** Dans le cas qui nous occupe, lorsque nous avons fait notre étude en 1976, nous avions conclu que cette solution était économique, mais d'un point de vue financier la centrale marémotrice exigeait des investissements de capitaux que les compagnies de services publics ne pouvaient pas se permettre.

**M. Rose:** Par contre, c'est l'un de ces avantages, qu'elle exige de tels investissements.

**M. Karas:** Des investissements très considérables.

**M. Rose:** Elle n'emploie pas beaucoup de main-d'œuvre?

**M. Karas:** Si, pendant la période d'aménagement. La surveillance automatisée . . .

**M. Rose:** Mais à long terme, l'un de ces avantages qu'elle donnerait de l'emploi à quelques chômeurs des Maritimes?

**M. McCauley:** Avantages?

**M. Rose:** Enfin, l'un de ses coûts. C'est un coût social, un avantage social. En avez-vous tenu compte ou n'est-ce qu'une décision politique qui est au-dessous de votre champ de réflexion?

**M. Karas:** Le point central de toute analyse est d'abord la faisabilité économique, technique et financière. Ce sont les trois points de repère principaux. Ensuite viennent les conséquences socio-économiques, environnementales et ainsi de suite, et c'est de ces cinq critères que la décision s'inspire. Nous avons examiné l'incidence socio-économique du projet et indiqué le nombre d'emplois qui seraient créés. Comme tous les projets de cette envergure, il apporterait une grande prospérité pendant la période d'aménagement, mais la fin de cette période pourrait amener des problèmes sociaux.

**M. Rose:** Oui. Il est curieux que les facteurs social et environnemental soient quatrième et cinquième sur votre liste.

**M. Karas:** Je ne dis pas que ce soient les premier et deuxième facteurs. Je dis simplement qu'il s'agit d'un projet d'aménagement énergétique et qu'à ce titre, il doit d'abord être examiné du point de vue économique.



[Text]

• 1050

An energy project should not be looked upon in its first consideration as to whether it is environmentally acceptable or not because an energy project should be looked upon in terms of its energy scenarios, and from an engineering point of view it should be economics and finance as the big benchmarks.

**Mr. Rose:** Some people would disagree with that because, after all, we are dealing with humans and that should, to some people, be the first consideration, whether it is socially and environmentally acceptable. One of our problems, it seems . . .

**Mr. McCauley:** Freezing in the dark seems to be the problem.

**Mr. Rose:** Well, certainly it is. I think that is a concern, but we have all kinds of examples of resource conflicts now because we have looked upon things from an engineering point of view first and foremost, and I can name you a whole flock of them but you do not want me to.

**Mr. Karas:** I would say that I do not want to leave the impression that the environmental aspects are not going to be looked at. All I am saying is that if it is not economically feasible, financially feasible or technically feasible, the spending of capital and investment and energy to look at the project as to the whether it is environmentally feasible is a dubious exercise. That is all I am trying to say.

**Mr. Rose:** Mr. Chairman, I know there are others who want to get on and I would love to pursue this a little bit further, but this is the first time, to my knowledge, that we have had anybody come here making a pitch and I think it is refreshing. Most times we have had witnesses who have been rather pessimistic about the economic viability of their particular specialty and here we have, for the first time, and I quote:

In view of substantial changes in energy scenarios and costs which were assumed for the reassessment studies, it would seem imperative to update those results which, if done immediately, would cost little time and money.

I think that is very important, that two witnesses today have a great belief in a non-technologically feasible, non-polluting resource, almost biblical at times: so long as the moon shall shine and the sun orbits the earth. But the point is that we have here a possible power source that seems to have a great deal of natural advantages, renewable advantages. It seem to me, too, that we might well look at this first pitch we have seen here for support for their particular specialty.

I notice that in the EMR R&D figures there does not seem to be an item for tidal at all. I would like to ask where they are getting their money in terms of R&D for what they are doing and where they intend to get their money for what they wish to do in terms of updating. Where does your funding now come from, funding for R&D?

**Mr. Clark:** We do not have any fund.

**Mr. Rose:** Well, that is a very important point.

**Mr. Clark:** There are no further studies.

[Translation]

On ne doit pas d'ailleurs se demander si un aménagement énergétique est acceptable du point de vue de l'environnement, car ce qui compte dans un tel ouvrage, c'est la situation énergétique, et du point de vue du génie, les aspects économiques et financiers sont les plus importants.

**M. Rose:** Ce n'est pas l'avis de tout le monde, car après tout, cela touche des êtres humains et pour certains, notre première préoccupation devrait être de savoir si cela est acceptable du point de vue social et environnemental. Il semble que l'un de nos problèmes . . .

**M. McCauley:** Le problème, c'est la perspective de mourir de froid dans l'obscurité!

**M. Rose:** Sans doute. Cela compte certainement, mais bien des problèmes actuels causés par l'exploitation des ressources viennent de ce qu'on a pensé tout d'abord et surtout qu'au point de vue technique, et je peux vous en citer toute une gamme, mais vous ne tenez pas à les connaître.

**M. Karas:** Ne croyez pas que nous ne tiendrons pas compte des aspects environnementaux. Seulement, si le projet n'est pas réalisable du point de vue économique, financier ou technique, il est inutile d'investir capitaux et énergie dans l'analyse environnementale d'un projet. C'est tout ce que je veux dire.

**M. Rose:** Monsieur le président, je sais que d'autres veulent prendre la parole, mais j'aimerais poursuivre cette discussion. Je signalerai seulement que c'est la première fois à ma connaissance que quelqu'un vienne ici pour défendre un projet et c'est un changement fort bienvenu. La plupart du temps, les témoins sont plutôt pessimistes sur la rentabilité économique de leur projet et pour la première fois, voici ce qu'on lit:

Comme les prévisions et les coûts énergétiques utilisés dans les études de ré-évaluation ont changé considérablement, il est nécessaire de remettre ces résultats à jour. Si elle est faite sans délai, l'opération sera rapide et peu coûteuse.

Il y a lieu de souligner que deux de nos témoins d'aujourd'hui croient fermement dans la mise en valeur d'une ressource dont la faisabilité technique n'est pas prouvée, une ressource non polluante et presque biblique: elle durera tant que la lune brillera et que la terre tournera autour du soleil. C'est une source possible d'électricité qui semble présenter de nombreux avantages naturels, car c'est une ressource renouvelable. Nous ferions sans doute bien d'encourager ces témoins qui, pour la première fois, défendent leur spécialité.

Je remarque que l'énergie marémotrice ne figure pas dans les crédits de recherche et de développement du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. J'aimerais savoir qui finance leurs projets de recherche et de développement et qui les aidera à faire les mises à jour qui s'imposent. D'où viennent vos fonds pour la recherche et le développement?

**M. Clark:** Nous n'en avons pas.

**M. Rose:** C'est très important.

**M. Clark:** Aucune nouvelle étude n'est prévue.



## [Texte]

**Mr. Rose:** And that is why under EMR there is no record of any kind of support for what they are attempting to do, and their request might be one we might well keep in mind when we are making our report. Thank you.

**The Chairman:** A very good point, Mr. Rose. I would hope also that we could have continued this philosophical discussion much longer but we have other witnesses waiting. But your point is noted and on the record.

We now have Mr. Clay and Mr. Graham, who have a few short questions, I understand.

**Mr. Clay:** Thank you, Mr. Chairman. Just first of all, clarification on that last point. The NRC hydraulic lab has a test model of the basin upon which it is doing engineering studies, and that is presumably funded through their...

**Mr. Clark:** It is funded through NRC. It is a very basic model, a very small-scale model. To make actual tests for the development of a tidal plant would require a model considerably larger than that.

The main purpose in that is to test a ray processor with the mathematical model and the analogue model, the hydraulic model.

**Mr. Clay:** Looking at the Annapolis demonstration project, you mentioned that, really, it was a power plant being added to an existing causeway, and one of the principal goals was to test an experimental turbine. I presume this is a double-effect turbine that is being tested.

• 1055

**Mr. Clark:** In this case it is a single-effect. It has a rated head of five and a half metres but it is a fixed-blade turbine.

**Mr. Clay:** You suggested it might be incorporated in a larger development than the Bay of Fundy, so obviously you are looking at a single-effect type of development if you use this type of turbine, then?

**Mr. Clark:** Well, one could envision, if decisions were made to go ahead with, say, Cumberland, that one might install two or three or four of these types of turbines. I think that you would want to stay with the bulb-type turbine because you have a lot of experience and knowledge about the operational characteristics of that turbine at this time.

**Mr. Clay:** So you might be talking about sets of turbines just installed in opposite directions to get the same effect.

I take it that this demonstration project will take something in the order of three years to complete...

**Mr. Clark:** Yes.

**Mr. Clay:** ... and then you talk about perhaps another two or three years to accumulate the engineering data to look at a large-scale commercial development. What, then, would you suggest—assuming the engineering data is encouraging—what would you suggest would be the approximate earliest time that Canada could have a full-scale tidal electric facility in the Bay of Fundy?

**Mr. Clark:** I said that the Cumberland site does not necessarily depend upon the outcome of this test and that, if the

## [Traduction]

**M. Rose:** C'est pourquoi le budget de l'Énergie, des Mines et des Ressources ne comprend aucun crédit pour leurs projets et nous devrions peut-être nous rappeler leur demande lorsque nous rédigerons notre rapport. Merci.

**Le président:** C'est très bien dit, monsieur Rose. Je voudrais moi aussi poursuivre cette discussion philosophique, mais d'autres témoins attendent. Nous allons cependant faire consigner vos propos, au compte rendu.

M. Clay et M. Graham ont quelques brèves questions à vous poser, je crois.

**M. Clay:** Merci, monsieur le président. Tout d'abord, je voudrais des précisions sur cette dernière question. Le laboratoire d'hydraulique du Conseil national de recherche a un modèle d'essai du bassin où il fera ses études d'ingénierie, et ce modèle est sans doute financé par le biais de...

**M. Clark:** Il est financé par le CNR. C'est un modèle très simple, à échelle réduite. Pour faire de véritables essais pour la mise au point d'une centrale marémotrice, il faudrait un modèle de dimensions beaucoup plus grandes.

L'objectif principal est de concilier, grâce à l'utilisation d'un appareil dit Array processor, le modèle mathématique et le modèle analogique, hydraulique.

**M. Clay:** Au sujet du projet pilote d'Annapolis, vous avez dit qu'il s'agissait d'une centrale électrique aménagée près d'une digue déjà en place et que l'un des objectifs principaux était de mettre à l'essai une turbine expérimentale. Il s'agit sans doute d'une turbine dite à double effet, donc réversible.

**M. Clark:** Il s'agit plutôt d'un effet simple. La tête mesure cinq mètres et demi mais il s'agit d'une turbine à pales fixes.

**M. Clay:** Comme vous avez dit qu'elle pourrait être utilisée dans une centrale plus grande que celle de la Baie de Fundy, en optant pour ce type de turbine non réversible, vous semblez envisager une centrale à effet simple.

**M. Clark:** Si on obtient le feu vert pour la centrale de Cumberland, on pourrait installer deux, trois voire quatre turbines de ce genre. Il serait sans doute préférable d'opter pour ce type de turbines dont nous connaissons à fond toutes les caractéristiques.

**M. Clay:** On pourrait donc installer des turbines dans les directions opposées pour obtenir ce double effet.

Il paraît qu'il faudra à peu près 3 ans pour terminer ce projet-pilote.

**M. Clark:** C'est exact.

**M. Clay:** Ensuite il faudra encore 2 ans pour réunir toutes les données d'ingénierie nécessaires pour la construction d'une centrale commerciale à grande échelle. Si ces résultats devaient être positifs, quand est-ce que le Canada pourrait espérer avoir une centrale marémotrice commerciale dans la Baie de Fundy?

**M. Clark:** La décision quant au site de Cumberland ne dépend pas nécessairement des résultats de ce test. Si l'on

[Text]

decision were made to go ahead with the Cumberland site now, it would take perhaps up to five years for the engineering, the detailed design and the environmental studies that are required, and then a further six to seven years of construction. So, if it took five years for the engineering, you would have about two years' experience on the Annapolis Causeway turbine, and this might be incorporated into your final design for Cumberland.

So, to wait until after 1985, for example, would be just putting off, waiting for something else. You can make your designs on the basis of the STRAFLO or the bulb-type turbine.

**Mr. Clay:** I see.

When you quote figures for tidal electric development, I presume those are maximum megawattages. For example, if you say some 3,800 megawatts at B9, that is the maximum developmental power. As a rough per cent, what would be the average realizable output from that development?

**Mr. Clark:** On B9?

**Mr. Clay:** Yes.

**Mr. Karas:** In what terms? Are you talking of . . .

**Mr. Clay:** Say, operated over a period of time, what would be the average megawattage of that facility, not the maximum?

**Mr. Karas:** Well, averages can only be used if the power is—and this is the term that we use—if the power is firm. Can the power be in place at the time of the system peak load, for instance, which is when you want the power? I would be very reluctant to quote an average figure because an average figure implies that the power from B9 could be continuous; but the power is not continuous, you see; it just is not continuous.

Its profile is different than the conventional plants where, if you have fuel, you fire the plant up at any time that you want; so that you, as a controller, have a control as to whether you want the plant on at six o'clock in the morning or on at the peak time of the day. So from that point of view, it is very misleading to use the term "average megawatt output" from a tidal power plant and I would be reluctant to quote such a figure.

The installed capacity is 4,000 megawatts and one could say that its firmness is zero, in the sense that you cannot be assured that, at the peak time of the day when you want the capacity, the tides are in a position where you can generate power. So, from that point of view the use of the term "average" is misleading.

• 1100

**Mr. Clark:** Could I just add one thing, Mr. Chairman? I will not take but a moment. You can operate your plant in order to have a dependable capacity at a particular time of the day but that costs energy. You forgo a lot of energy to have that capacity available. We looked at this in the first set of studies in 1966 to 1969. It can be done but you give up a lot of energy that is available, with the versatility of the turbines that I am talking about.

[Translation]

décidait donc d'aller de l'avant à Cumberland, les travaux d'ingénierie de design et les études écologiques prendront sans doute 5 ans; après quoi la construction proprement dite durera sans doute 6 à 7 ans. Si les travaux d'ingénierie prennent 5 ans, nous aurions déjà 2 ans d'expérience avec la turbine de l'Annapolis, expérience qui servirait pour la construction de la centrale de Cumberland.

Cela ne servirait donc pas à grand chose d'attendre jusqu'à passé 1985. On pourrait déjà travailler sur les plans en utilisant les principes de la turbine dite STRAFLO.

**M. Clay:** Je vois.

Lorsque vous citez les chiffres de production des centrales marémotrices, il s'agit je suppose du maximum. Ainsi pour la centrale B9, la puissance installée serait de 3,800 megawatts. Quelle serait la production moyenne de cette centrale?

**M. Clark:** Vous parlez de la B9?

**M. Clay:** Oui.

**M. Karas:** De quel point de vue?

**M. Clay:** Quelle serait la puissance moyenne de cette centrale sur une période de temps donnée et non pas la puissance installée?

**M. Karas:** On ne parle de puissance moyenne que lorsque la puissance est, comme on dit dans notre jargon, ferme. Voulez-vous avoir les chiffres de puissance installée pour les moments de plus forte utilisation? Si j'hésite à vous donner des chiffres moyens, c'est que cela voudrait dire que la puissance de la centrale B9 serait continue, ce qui n'est pas le cas.

En effet, la puissance d'une centrale marémotrice diffère d'une centrale thermique que l'on peut faire fonctionner n'importe quand. Ainsi on peut décider de lancer une centrale thermique à six heures du matin ou bien pendant la journée aux heures de grande consommation. On ne peut donc pas parler d'une puissance moyenne d'une centrale marémotrice.

La puissance installée de la centrale est de 4,000 megawatts et sa «fermeté» est de zéro, car on ne peut jamais être certain qu'aux heures de grande consommation, la marée permettra effectivement de produire l'électricité nécessaire. Donc il est faux d'utiliser l'expression «puissance moyenne».

**M. Clark:** Je voudrais encore ajouter un mot, monsieur le président. Il y a moyen de faire fonctionner une centrale de façon à obtenir une puissance fiable à tel ou tel moment de la journée, mais cela exigerait énormément d'énergie. Cette question a justement été examinée lors des premières études effectuées de 1966 à 1969. La chose est possible, mais cela consommerait une bonne partie de l'électricité produite, compte tenu bien entendu des turbines utilisées.



[Texte]

**Mr. Clay:** All right. That is what I was driving at but I did not express it very well. So, you would sacrifice, obviously then you would not describe it as a 4,000 megawatt development if you built it in such a manner. I will stop there, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you. Mr. Graham.

**Mr. John Graham (Science and Technology Division, Library of Parliament):** Mr. Chairman, I can waive my questions in the interest of keeping us on time if you wish.

**The Chairman:** Well, if you have one or two short questions, we could entertain them now, if it is relevant to the committee's studies. I believe they would be.

**Mr. Graham:** Okay. You mentioned that the establishment of these tidal barges in the Bay of Fundy may affect the tides in the New England coast and there may be international repercussions over this. I would like to know whether you know of any international discussions which have taken place to discuss how the effects of tides might be managed over the world and whether you could give some estimation of how long this might put off the development of tidal power if it is not internationally acceptable at the present time.

**Mr. Clark:** Number one, this is one of the reasons why the Review Board recommended the Cumberland Basin site because it would have no measureable effect on the tides on the New England coast. Number two, for the tidal mathematical model that we developed, we had about six or seven experts from around the world. One was from the Massachusetts Institute of Technology. They expressed their concurrence to the general text that was used in the mathematical model. I do not know of any international discussions that have taken place on the effects of developments affecting the tides in one country on another country.

**Mr. Graham:** Do you have any idea how long development of international law concerning this would take? I mean can you think of other...

**Mr. Clark:** It might occur. It not necessarily would occur. It might occur if you were to go into a development in Minas Basin. As I said, it certainly would not be a real problem in the development of Cumberland Basin.

**Mr. Graham:** But if we did go into large projects, conceivably an international argument could postpone the development for a number of years.

**Mr. Clark:** It could take some time, yes.

**Mr. Graham:** Thank you.

**Mr. Rose:** Just a brief clarification.

**The Chairman:** A very short supplementary.

**Mr. Rose:** It is not a long speech. On the nature of the generator in place that you are testing now, I think Mr. Clark said that if we moved ahead on a project, we would not necessarily use that generator. In other words, our moving ahead is independent of the experiment of that generator. Could you clarify for me or for the committee, please, whether

[Traduction]

**M. Clay:** C'est justement ce que je voulais dire même si je ne me suis pas bien exprimé. Dans ce cas, il ne faut pas parler d'une centrale de 4,000 mégawatts. C'est tout monsieur le président.

**Le président:** Merci. Monsieur Graham.

**M. John Graham (Division de la science et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Pour aller plus vite, je suis disposé à céder mon tour.

**Le président:** Vous pouvez poser une ou deux brèves questions.

**M. Graham:** D'accord. Vous aviez dit que la construction de ces barrages dans la baie de Fundy risque d'affecter les marées de la côte de la Nouvelle Angleterre, avec toutes les répercussions internationales que cela entraînerait. J'aimerais savoir si des discussions internationales ont eu lieu concernant la façon de faire face aux modifications de marées induites par ces centrales; je voudrais également savoir si la construction d'une centrale marémotrice risque d'être retardée du fait qu'il n'y aura pas un accord international sur ces répercussions.

**M. Clark:** C'est justement une des raisons pour lesquelles le bureau des études marémotrices s'est prononcé en faveur du bassin de Cumberland, une centrale construite à cet endroit n'ayant pas d'incidence importante sur les marées de la Nouvelle-Angleterre. Par ailleurs, six experts venus du monde entier ont participé à l'élaboration des modèles mathématiques des marées que nous avons mis au point. Un de ces experts travaille au Massachusetts Institute of Technology. Tous ces experts étaient d'accord sur les tests que nous avons utilisés dans notre modèle. À ma connaissance, il n'y a pas eu de discussions internationales relatives aux répercussions éventuelles sur les marées, de la construction de pareilles centrales.

**M. Graham:** Combien de temps à votre avis faudrait-il pour élaborer un ensemble de lois internationales régissant ce domaine?

**M. Clark:** Il n'est pas du tout certain que pareilles lois soient jamais élaborées. Elles le seront peut-être si on décidait d'aller de l'avant avec la construction d'une centrale dans le Bassin de Minas. En tout cas, le bassin de Cumberland ne poserait pas de gros problèmes.

**M. Graham:** La construction d'une grosse centrale pourrait néanmoins susciter un contentieux international qui risquerait d'en retarder la construction de quelques années.

**M. Clark:** Effectivement.

**M. Graham:** Merci.

**M. Rose:** Je voudrais une mise au point.

**Le président:** Une question supplémentaire.

**M. Rose:** Monsieur Clark a dit que si on allait de l'avant avec cette centrale, on n'utiliserait pas nécessairement l'alternatrice qui fait actuellement l'objet de différents tests. La décision d'aller de l'avant ne dépend donc pas des résultats de ces expériences. Je voudrais savoir si vous comptez utiliser cette alternatrice vu qu'il ne s'agit pas d'une alternatrice



[Text]

or not that generator would be used at all. Since it is really a low-head generator; it is not necessarily a tidal generator at all.

**Mr. Clark:** It can be used; tides are low heads. It will be used probably in Canada, if it proves out that it might be worth \$2 billion to \$3 billion to Canada in river hydro.

**Mr. Rose:** Right. It is independent of tidal considerations although you are experimenting with tidal. Thank you.

**The Chairman:** Yes. Just to follow up on Mr. Graham, one short question. It would be, I guess, to be expected I should say that if a decision were made to go ahead with the tidal power in the Bay of Fundy, there would, I imagine, be a schedule of public hearings along the coast both in Canada and the U.S., so that could hold up any future development a year or two, or more, perhaps, depending on the witnesses coming forth to these eventual public hearings.

• 1105

**Mr. Clark:** This could be started in a year or two if there were a decision, that is, the environmental assessment review process, the EARP process. They have already been apprised of the recommendations of the board and they would be prepared to go to public hearings as soon as you had something firm to lay before the public.

**The Chairman:** All right. Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, in the \$46 million pilot project we are doing, is full use being made of the R&D and the engineering that backs up the La Rance project, or are we going it alone?

**Mr. Clark:** It is just, as I said, the development of the turbine and the Nova Scotia Tidal Power Corporation, I understand, is putting up the funds in Nova Scotia. The Nova Scotia Power Corporation is doing the design and this is done in collaboration with the Escher-Wyss people, or the Dominion-Sulzer now, they have formed a joint venture in Canada for the manufacture of this turbine. They will probably be using cathodic protection, which was used at La Rance. We are going it alone, but we are using the experience that has already been developed in the tidal and marine environment, yes.

**The Chairman:** Thank you.

For the members, we would like to thank both Mr. Clark and Mr. Karas for a very interesting presentation. As Mr. Rose underlined, they are two very enthusiastic witnesses on the subject of tidal energy. Thank you very much, both of you.

I would like to have a short recess before we call forth the next witnesses.

• 1108

**The Chairman:** Could we have order, please?

**Mr. Rose:** Can I ask a question on a point of order to begin with, Mr. Chairman?

**The Chairman:** Mr. Rose, on a point of order.

[Translation]

marémotrice à proprement parler mais plutôt d'une alternatrice à faible hauteur de chute.

**M. Clark:** Elle pourrait être utilisée, vu que les marées ont justement une faible hauteur de chute. Elle sera d'ailleurs vraisemblablement utilisée au Canada s'il s'avère qu'on pourrait ainsi obtenir pour \$2 ou \$3 milliards d'électricité.

**M. Rose:** Donc, cela n'a rien à voir avec les marées. Merci.

**Le président:** Je voudrais moi aussi poser une brève question. Si la faveur devait être donnée à la construction de la centrale de la Baie de Fundy, je présume que les audiences publiques auraient lieu dans les régions côtières, tant aux États-Unis qu'au Canada, ce qui risque de retarder la construction d'un an ou deux, selon les témoins qui seraient invités à exprimer leurs points de vue.

**M. Clark:** On pourrait commencer d'ici 1 an ou 2, à l'issue du processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. On leur a déjà communiqué les recommandations de l'Office et ils seraient disposés à entamer une série d'audiences publiques aussitôt qu'on aura des faits concrets à examiner.

**Le président:** Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** A-t-on utilisé les résultats des travaux de recherche et de développement et d'ingénierie de la centrale de La Rance pour le projet pilote de 45 millions de dollars?

**M. Clark:** C'est la Société d'aménagement des forces marémotrices de la Nouvelle-Écosse qui financera la fabrication de la turbine. La société d'électricité de la Nouvelle-Écosse est chargée de la mise au point, en collaboration avec les spécialistes de la firme Escher-Wyss et de la Dominion-Sulzer; une société mixte a été créée en vue de la fabrication de cette turbine. Ils utiliseront vraisemblablement les protections cathodiques comme celles qui ont été utilisées à La Rance. Nous travaillons donc indépendamment, mais en nous inspirant de l'expérience des autres centrales marémotrices.

**Le président:** Merci.

Au nom des membres du comité, je tiens à remercier M. Clark et M. Karas de leur très intéressant exposé. Ainsi que M. Rose l'a fait remarquer, ils sont tous les deux des témoins très enthousiastes lorsqu'il s'agit d'énergie marémotrice. Je vous remercie donc infiniment tous les deux.

Nous aurons une brève suspension de séance avant d'interroger nos témoins suivants.

**Le président:** A l'ordre, je vous prie.

**M. Rose:** Puis-je invoquer le Règlement pour poser une question, monsieur le président?

**Le président:** Monsieur Rose invoque le Règlement.

[Texte]

**Mr. Rose:** I know that we are going to get into the topic of the latent heat of vaporization, because it is in the notes that we have. I wonder if we could have an explanation of what that means for all the rest of us that do not know or have forgotten, who used to know and have forgotten? Would that be possible?

**The Chairman:** Some of us did not even used to know, Mr. Rose, so it would help all of us.

**Mr. Rose:** Yes, right now.

**The Chairman:** Why do you not let me at least introduce the witness, Mr. Rose?

We have with us now from Ontario Hydro, who will be here to expound and explain to us about heat pumps, Mr. S. Stricker, Research Division, Electrical Department, Ontario Hydro.

• 1120

I would like to welcome you to the committee, sir. I am sorry that we had to keep you waiting in the wings for about 20 minutes while Mr. Rose had a philosophical discussion with previous witnesses. So, the floor, is yours, sir, and you can start off by answering the question from Mr. Rose if you wish.

**Mr. S. Stricker (Research Division, Electrical Department, Ontario Hydro):** Thank you, Mr. Chairman. Honourable members, ladies and gentlemen, I was invited by Mr. Dean Clay to make a presentation on heat pumps to try to explain where heat pumps may fit into your own particular framework.

I suppose I should explain Mr. Rose's inquiry about the heat of vaporization, or latent heat of vaporization. I certainly hope I did not use those complicated terms in my submission. I do not know whose report it came from.

**Mr. Rose:** A task force used the term.

**Mr. Stricker:** Well, perhaps I will give it a try. If you could imagine boiling a pot of water or just bringing it to a boil, the temperature of water on a stove will continue to rise until it reaches 100°C and then it will not get any hotter. It will start evolving steam. Well, heat is still continuing to go into the pot and that heat is going into the process of evaporation, and that is what we call the latent heat of vaporization of water. It takes place at a constant temperature; that is, at 100°C, and it will take place until all the water has evaporated. After that time, the temperature of the pot will start rising again. So it is a constant temperature process; it is a heat-absorbing process and it is associated with a phase change from a liquid to a gas. You can recover it by condensing water. In other words, you can have a bottle of pop that is colder than the ambient air, and if it is humid enough in the room, condensation will take place on it and will start collecting, and that heat that is given off by the vapour condensing is going to warm up the pop. I do not know whether that clarifies it for you.

**Mr. Rose:** Yes. A calorie of steam is needed to raise a gram of water or a cubic centimetre of water.

**Mr. Stricker:** One degree.

[Traduction]

**M. Rose:** D'après les notes qui nous ont été distribuées, nous allons parler de la chaleur latente de l'évaporation. Pourrait-on expliquer ce que cela signifie à tous ceux d'entre nous qu'ils ne le savent pas ou qu'ils l'ont oublié? Est-ce possible?

**Le président:** Certains d'entre nous ne l'ont même jamais su, monsieur Rose, cela sera donc utile à tous.

**M. Rose:** Oui, et d'emblée.

**Le président:** Permettez-moi au moins de présenter le témoin, monsieur Rose.

Nous allons entendre maintenant monsieur S. Stricker, de la division de la recherche sur l'électricité de l'Hydro Ontario, qui va nous faire un exposé et puis nous donner des explications sur les thermo-pompes.

Bienvenue au comité, monsieur. Je m'excuse de vous avoir fait attendre dans le corridor pendant 20 minutes pendant que M. Rose s'entretenait de philosophie avec les témoins précédents. Vous avez donc la parole et vous pouvez commencer par répondre à la question de M. Rose, si vous le voulez.

**M. S. Stricker (Division de la recherche, Département de l'électricité, Hydro Ontario):** Merci, monsieur le président. Mesdames et messieurs, M. Dean Clay m'a invité à vous faire un exposé sur les thermopompes pour vous expliquer comment ces appareils peuvent répondre aux besoins qui vous intéressent.

Je commencerai d'abord par répondre à la question de M. Rose sur la chaleur de l'évaporation, ou chaleur latente de l'évaporation. J'espère bien que je n'ai pas utilisé ces termes compliqués dans mon mémoire. J'ignore d'où ils viennent.

**M. Rose:** C'est un groupe de travail qui a utilisé ce terme.

**M. Stricker:** Je vais essayer de vous répondre. Quand on fait bouillir de l'eau ou qu'on amène de l'eau à ébullition sur poêle, la température de l'eau s'élève de façon continue jusqu'à ce qu'elle ait atteint 100 degrés Celsius. Après cela, elle ne monte plus. De la vapeur commence à s'échapper. La chaleur continue d'arriver dans le récipient et est utilisée pour l'évaporation, c'est ce que nous appelons la chaleur latente de l'évaporation de l'eau. Elle reste à une température constante, 100 degrés Celsius et maintient tant que l'eau n'est pas complètement évaporée. A ce moment, la température du récipient commencera à monter de nouveau. C'est donc un processus qui se fait à température constante, qui absorbe la chaleur et qui provient du passage de l'état liquide à l'état gazeux. On peut récupérer cette chaleur en condensant l'eau. En d'autres termes, si une bouteille de limonade est plus froide que l'air ambiant et cet air est assez humide, une condensation se produira sur la bouteille et s'y accumulera, et la chaleur produite par la condensation de la vapeur réchauffera le liquide. Cela vous aide-t-il à comprendre?

**M. Rose:** Oui. Il faut une calorie de vapeur pour relever la température d'un gramme d'eau, d'un centimètre cube d'eau.

**M. Stricker:** D'un degré.



[Text]

**Mr. Rose:** One degree. But to take the same gram and make it into steam, how many calories does it take?

**Mr. Stricker:** It takes 540.

**Mr. Rose:** Right. So it has taken one calorie—all the way up from 49 to 50, 50 to 51, but to take it from 100 to one equivalent gram of steam, it takes 540. That is the principle, is it not, behind these heat pumps?

**Mr. Stricker:** Yes. I guess you use the heat of vaporization within the heat pump cycle itself.

**Mr. Rose:** Thank you.

**Mr. Stricker:** I have entitled my presentation *The Role of Heat Pumps in a Changing Energy Supply and Cost Scene*. Just as a start, I wanted to paint a fairly broad-brushed picture of the energy scene in the world as we know it. I wanted to explain what alternative energies mean in the heat pump field. I wanted to explain the basic principle of heat pumps and to explain how heat pumps might fit into the subject of oil substitution.

My hope is that the presentation will raise specific questions that you may have, so I have made it as broad and simple as possible. Let us deal with energy first.

There are three basic laws that describe the properties of energy. The first one deals with creation and destruction of energy. It says that energy cannot be created or destroyed. It is a very real thing. Energy can take on various forms. You can lose energy you can have useful or essentially useless energy but it is all energy nevertheless and it cannot be destroyed.

• 1125

The second law of energy says heat tends to flow downhill if it is left to its own resources. In other words, if you take a hot potato and leave it on a plate, it is going to cool off. It does not matter how long you wait; it will never be hot again. It will always lose heat to the environment.

The third law says to move heat uphill in other words, into a higher temperature region—work is required. This is specifically the area where heat pumps play a role: in moving heat uphill.

According to the first law, energy cannot be created or destroyed, and I think in that context it might be interesting to look at a very familiar, well-known conversion process. Here we have a coal mine and a crane lifting coal which is fed into a generating station that produces electricity. Let us look at the energy conversion process in all these steps. Millions of years ago, the sun produced vegetation, and millions of years of sedimentation and pressure and high temperature and so on were required to create coal. The coal eventually gets ground up and blown into a furnace and is converted to at; so you have chemical to heat conversion. The heat boils water and the steam turns turbines and it does mechanical work and the turbines are connected mechanically to generators, which produce electricity.

That is a fairly well-known process. But look at what happened in the intervening steps. The solar energy got con-

[Translation]

**M. Rose:** D'un degré. Mais combien faut-il de calories pour transformer ce même gramme d'eau en vapeur?

**M. Stricker:** Cinq cent quarante.

**M. Rose:** Très bien. Il a donc fallu une calorie pour faire passer la température de 49 à 50, de 50 à 51, mais pour faire passer l'eau de 100 degrés à l'équivalent d'un gramme de vapeur, il faut 540 calories. C'est le principe qui est à la base des thermopompes, n'est-ce pas?

**M. Stricker:** Oui. On utilise la chaleur de l'évaporation dans le cycle de la pompe elle-même.

**M. Rose:** Merci.

**M. Stricker:** J'ai intitulé mon exposé «Les thermopompes à l'heure de la rareté et de la cherté de l'énergie». Pour commencer, je vais dresser un tableau général de la situation énergétique dans le monde. J'expliquerai ensuite quelles solutions de remplacement peuvent représenter les thermopompes. Après avoir exposé les principes de base du fonctionnement de ces pompes, je dirai comment elles pourraient contribuer à remplacer le pétrole.

J'espère que mon exposé répondra aux questions précises qui vous intéressent et c'est pourquoi j'ai essayé d'être aussi général et simple que possible. Parlons d'abord de l'énergie.

Les propriétés de l'énergie répondent à trois lois fondamentales. La première concerne la création et la destruction de l'énergie: celle-ci ne peut être ni créée ni détruite. C'est une idée bien concrète. Elle peut prendre diverses formes. L'énergie peut être perdue, peut être utile ou inutile, mais elle demeure de l'énergie et ne peut être détruite.

Selon la deuxième loi de l'énergie, la chaleur tend à décroître dans des conditions naturelles. En d'autres termes, si vous laissez une pomme de terre chaude sur une assiette, elle va refroidir. Vous aurez beau attendre aussi longtemps que vous voudrez, elle ne se réchauffera jamais. Elle continuera toujours de perdre sa chaleur au profit du milieu ambiant.

Selon la troisième loi, pour obtenir de la chaleur—autrement dit, pour élever la température—il faut fournir du travail. Voilà précisément le rôle des thermopompes: obtenir de la chaleur.

Selon la première loi, l'énergie ne se crée ni ne se perd; pour comprendre cette loi, pensons à un processus de conversion qui nous est très familier et bien connu. Une grue soulève le charbon d'une mine; ce charbon sert ensuite à produire de l'électricité dans une centrale. Suivons donc le processus de conversion de l'énergie, dans toutes ses étapes. Il y a des millions d'années, le soleil a produit de la végétation et des millions d'années de sédimentation, de pression, et de hautes températures ont été nécessaires pour produire le charbon. Ce charbon est extrait de la terre, brûlé dans une chaudière, et converti en chaleur; l'énergie chimique est convertie en énergie thermique. La chaleur sert à faire bouillir l'eau, dont la vapeur actionne une turbine qui est raccordée mécaniquement à une génératrice produisant de l'électricité.

Ce processus est assez bien connu, mais que s'est-il passé dans toutes ces étapes? L'énergie solaire a été convertie en



[Texte]

verted to trees, with an efficiency of about 3 to 5 per cent. The rest of that solar energy heated the environment. So now we have stored coal, which is burnt in a furnace with an efficiency of about 80 per cent; so about 20 per cent of the heat goes up the chimney into the environment. A certain percentage of this heat gets converted to mechanical work. It turns out to be around 35 per cent, because of the basic laws of physics. The balance of that heat energy ends up in the condenser cooling water. There is a certain inefficiency in the mechanical process of generating electricity. Somewhere around 3 to 5 per cent of the work is lost in the form of heat to the generating plant; and eventually all uses of electricity end up as heat which is released to the environment.

It does not take too much mathematics to figure out that a tremendous amount of heat is going out to the environment which we do not consider useful because it does not fit into this particular process. This particular energy is what I call the alternative energy. It involves solar energy in the form of heat in air or water or soil or heat collected directly in solar collectors. The other energy source is waste heat, which appears in discarded water or discarded air or discarded water vapor; and the heat pump is the key to recover this energy.

Let us get back to fundamentals for a moment. Let us suppose this bucket of water represents a certain quantity of energy. Just like the bucket of water, it is a very real thing. The water can take several forms. It can be vaporized; you can use it to wash your hands; you can use it to water your plants; you can make tea out of it. No matter what you do with it, if you are conscientious enough about keeping track of it, you will always have one bucket full of water. The water will never disappear. It is a real thing and it is always there. If you think of energy in similar terms, energy is exactly equivalent to water. Once you have a quantity of energy, you can convert it from one form to the other and it will always be there. It is just a matter of having it in a usable form.

• 1130

One property of water for energy that is particularly important is the state, whether it is in a usable state or a usable form, or a low state, which is not particularly useful. Let us see if we can draw an analogy between water in this particular situation. We have a cabin built on the side of a mountain with a very convenient water reservoir high above, that is, some high-grade water, and a very large source of water which is at a much lower grade. Certainly that would be a much more preferable source of water. Unfortunately the source is very small. It is adequate to supply water for the first half of the summer, so if you put in a very simple, straightforward, plumbing system you can have a very convenient source of water till the middle of July and then your supply has dried up, and you know what you have to do for the rest of the summer, you have to bail from the lake.

Let us see if we use a little bit of common sense and something which is equivalent to a heat pump. Let us try this arrangement. We are going to have a couple of pulley and a

[Traduction]

arbres, à un taux d'efficacité d'environ 3 à 5 p. 100. Le reste de cette énergie solaire a servi à chauffer l'environnement. Le charbon emmagasiné est brûlé dans un calorifère à un taux d'efficacité de 80 p. 100 environ; 20 p. 100 de la chaleur obtenue se perd dans l'environnement. Une partie de cette chaleur est convertie en force motrice. Cela représente environ 35 p. 100, selon la loi fondamentale de la physique. Le reste de l'énergie thermique est utilisé pour refroidir l'eau dans le condenseur. La mécanique de la production de l'électricité n'est pas entièrement efficace. Environ 3 à 5 p. 100 de la force motrice se perd sous forme de chaleur dans la génératrice; toute l'électricité utilisée finit par se transformer en chaleur se dissipant dans l'environnement.

Il n'est pas nécessaire de faire de longs calculs pour constater qu'il se perd dans l'environnement une quantité énorme de chaleur que nous ne considérons pas comme utile parce qu'elle ne s'étayera pas dans le processus. C'est cette énergie que j'appelle l'énergie de remplacement. Ce peut être notamment l'énergie solaire qui se trouve sous forme de chaleur dans l'air, dans l'eau ou dans le sol, où la chaleur recueillie directement par les capteurs solaires. L'autre source d'énergie est la chaleur perdue dans les eaux, l'air, ou la vapeur d'eau rejetée; c'est cette énergie que la thermo-pompe peut récupérer.

Revenons un instant aux choses simples. Mettons que ce seau d'eau représente une certaine quantité d'énergie. Cette énergie est aussi réelle que le seau d'eau lui-même. L'eau peut prendre plusieurs formes; on peut la faire évaporer; on peut s'en servir pour se laver les mains, pour arroser ses plantes, pour faire du thé. Quel que soit l'usage qu'on en fasse, si on se donne la peine d'y penser, on se rend compte qu'on a toujours un seau d'eau. L'eau ne disparaît jamais. C'est une chose réelle qui reste toujours. Si on transpose cela dans le domaine de l'énergie, l'énergie est l'équivalent de l'eau. Si on a une certaine quantité d'énergie, on peut la transformer dans une forme ou dans l'autre, sans la perdre. L'important, c'est qu'elle soit sous une forme utilisable.

Il est très important d'envisager sous quelle forme l'eau est disponible: Nous devons nous demander si elle est utilisable ou inutilisable. Si le niveau de l'eau est bas, cela ne sera pas particulièrement utile. Voyons si nous pouvons établir une comparaison avec de l'eau dans un cas particulier. Considérons une petite maison construite au flanc d'une montagne, et dotée d'un réservoir d'eau placé en hauteur. L'eau de ce réservoir a donc une qualité élevée. En outre, il existe une importante source d'eau à un niveau inférieur située à proximité. Il est évident que cette source d'eau serait préférable, mais malheureusement, elle est assez limitée. Cette source suffit pour l'approvisionnement en eau de la première moitié de l'été. Par conséquent, en installant un système de plomberie assez simple, vous pouvez vous assurer une source d'eau jusqu'à la fin du mois de juillet. Au-delà, votre source sera tarie et vous devrez puiser l'eau du lac pour le reste de l'été.

Faisons preuve de bon sens et essayons d'utiliser une pompe à chaleur. Nous aurons besoin de deux poulies et de deux seaux pour faire une balance. Nous pourrions remplir un seau

*[Text]*

couple of buckets which form a balance. We can use this high-energy or high-state water to fill up the bucket, and it will actually raise a bucket of water from that level to the useful level, right at the level of the cabin. So you end up with two buckets of water, having consumed only one bucket of this high-grade water. Is that clear? That is exactly the heat pump principle.

Now, in terms of energy, this is the way the heat pump does it. Using one unit of electrical energy we can move two to two and a half units of heat into the house, and this becomes usable heat into the space. So we get a total of three and a half units of heat or one unit of electrical energy.

So there is the high-grade energy and the low-grade energy, which is brought in from outside. We are not creating this. We are simply drawing it from outside during mild weather. During cold weather the heat pump finds it more difficult to extract heat and we manage to move less heat from outdoors into the space, so you end up with approximately two units of useful heat for each unit of electrical energy.

Now, what does a heat pump look like? The most common form of a heat pump is the window air conditioner. It moves heat from indoors to outdoors. It does not make cold and it does not make heat, it simply moves heat from indoors to outdoors, and that is in the summertime. In the wintertime you could turn that unit right around so that the heat is exhausted to the heated space, to the house, and the outdoor air is cooled. You could air condition the outdoors in the wintertime. That is exactly the heat pump principle.

In practice, it is not convenient to pull these window units out and reverse them, so what is done is the heat pump is built in two parts, with the main workings of the unit outdoors and a heat exchanger indoors. The plumbing system can be reversed by operating a reversing valve and it will cause this coil to turn hot or cold, depending on what is required of it. In this particular case, we have a heat pump installed on a oil-fired furnace, so that during mild weather the heat pump can supply the heat and during cold weather the heat pump is turned off and the oil supplies the heat for the space. I believe this particular application of heat pumps is going to be the most popular in Canada.

• 1135

At Ontario Hydro we have been monitoring the performance and energy consumption of a number of heat pumps, and the results have been plotted on this rather complicated graph, a monograph, which we used to get an estimate of the savings in dollars of using a heat pump in an oil-heated residence. We enter the price of electricity per kilowatt hour on this axis, just as a point here, the price of oil on this axis, and then we can calculate the maximum and minimum savings expected on a per-gallon basis.

*[Translation]*

avec l'eau du réservoir et, grâce au système de poulies, faire monter un seau d'eau au niveau voulu, c'est-à-dire au niveau de la maison. Cela signifie que vous n'avez finalement consommé qu'un seau d'eau de qualité supérieure. Vous avez compris? C'est exactement le principe de la pompe à chaleur.

En termes d'énergie, c'est exactement ce que fait une pompe à chaleur. En utilisant une unité d'énergie électrique, nous pouvons déplacer entre deux et deux unités et demie de chaleur dans la maison, chaleur qui devient utilisable dans l'espace. Nous obtenons donc un total de trois unités et demie de chaleur, soit une unité d'énergie électrique.

Il faut donc faire la distinction entre l'énergie de haute qualité et l'énergie de basse qualité, qui provient de l'extérieur. Nous ne créons pas cette énergie. Nous faisons qu'utiliser l'énergie disponible à l'extérieur pendant la bonne saison. Pendant l'hiver, la pompe à chaleur n'a pas autant de chaleur à extraire, et nous n'avons pas autant de chaleur à déplacer de l'extérieur dans la maison, ce qui signifie que nous arrivons approximativement à deux unités de chaleur utiles pour chaque unité d'énergie électrique.

De quoi une pompe à chaleur a-t-elle l'air? La forme la plus répandue d'une pompe à chaleur est tout simplement le climatiseur que l'on installe derrière une fenêtre. Cet appareil permet de faire sortir à l'extérieur la chaleur intérieure. Il ne produit pas d'air froid et il ne produit pas de chaleur, il se contente de déplacer l'air chaud de l'intérieur vers l'extérieur pendant les mois d'été. En hiver, il suffit d'orienter l'appareil de façon à ce que la chaleur émise soit renvoyée dans l'espace chauffé, c'est-à-dire dans la maison. Il est possible de climatiser l'extérieur en hiver. C'est exactement le principe de la pompe à chaleur.

En pratique, il n'est pas facile de convertir un climatiseur en appareil de chauffage et c'est la raison pour laquelle les pompes à chaleur sont construites en deux éléments: la structure essentielle de la pompe se trouve à l'extérieur, tandis qu'un échangeur de chaleur est installé à l'intérieur. Le système de plomberie peut être inversé en actionnant une soupape d'inversion et de l'air chaud ou froid pourra être pulsé, en fonction des deux autres. Dans ce cas, nous pouvons installer une pompe à chaleur sur un calorifère à mazout. Pendant la bonne saison, la pompe à chaleur peut fournir de la chaleur. En hiver, on peut l'éteindre et c'est alors le mazout qui doit assurer le chauffage de l'espace. Je crois que c'est cette application des pompes à chaleur qui deviendra la plus populaire au Canada.

Des spécialistes de Ontario Hydro ont été chargés de contrôler la performance et la consommation énergétique d'un certain nombre de pompes à chaleur. Les résultats ont été portés sur ce graphique plutôt compliqué, un nomogramme, que nous utilisons pour évaluer les économies réalisées en utilisant une pompe à chaleur dans une résidence chauffée au pétrole. Sur cet axe, nous inscrivons le prix du kilowatt-heure d'électricité, et sur celui-ci le prix du pétrole. Nous pouvons ainsi calculer les économies maxima et minima réalisées par gallon.



## [Texte]

Let us take, for example, the case of a house that is oil-heated and uses a thousand gallons of oil for space heating. They are thinking about whether or not they should put in a heat pump. The cost of energy is 3.1 cents per kilowatt hour, which is typical of the Toronto rate, 72 cents per gallon for oil, which is typical of the price of oil in the city; the minimum savings expected are approximately .06 times a thousand gallons makes it \$60, and .3 times a thousand gallons is \$300. So a \$60 to \$300 saving is what is expected. The reason for this rather large range in expected savings is that the performance of a heat pump depends very much on the quality of the installation, on the specific size that was selected for the application, and also on the setting of the controls.

This graph might be useful for doing extrapolations of savings in the future. If we knew what the future prices of fuels would be, you could draw lines across this graph and get a pretty good indication of what the expected savings would be. For example, if electricity went up to 4 cents per kilowatt hour and oil went up to \$1.40, the savings would range between \$270 and \$700 a year.

That is only one application of heat pumps. Let us talk about a broader range of applications. We have talked a little bit about residential and commercial space heating and cooling. We will look at waste heat recovery, drying applications, vaporating and concentrating, solvent recovery, energy upgrading and domestic water heating. Let us take these one at a time.

In North America, this is the most popular type of residential heat pump. It is a split system with an outdoor unit and an indoor unit. They can be applied to existing furnaces, such as oil, gas or electric, or they can be purchased as a complete package with electric heating as backup. As I mentioned earlier, the outdoor unit has a lower capability of heating during very cold weather, so you always have to provide some sort of backup heating. This is provided in the indoor unit in the form of electric resistance heating or a gas furnace or an oil furnace.

In Europe, the indoor units are water based. They are hydronic heating systems. In North America, most systems that make use of heat pumps generally install heat pumps because of the need for air conditioning in the summer, whereas in Europe air conditioning is really not in very high demand. People do not require air conditioning so they have gone to hot water systems.

This particular product here is becoming extremely popular in North America. The total number of heat pumps shipped in 1980 will reach 600,000 in the United States. In Canada, the figure is considerably lower, in 1979 it was 5,000; in Germany, it is expected to be somewhere around 12,000.

## [Traduction]

Prenons par exemple le cas d'une résidence chauffée au pétrole, et dont le chauffage exige la consommation de 1,000 gallons de pétrole. Les propriétaires de la maison se demandent s'ils devraient installer une pompe à chaleur. Si le coût de l'électricité est de 3.1 cents du Kilowatt heure, ce qui est le cas à Toronto par exemple et si le coût du gallon de mazout est de 72 cents, les économies minimum seront d'environ .06 fois 1,000 gallons. Cela fait \$60. Si nous multiplions cela par .3 par 1,000 gallons, nous obtenons \$300. Nous pouvons donc compter sur une économie de \$60 à \$300. Un tel écart se justifie par le fait que le rendement d'une pompe à chaleur dépend beaucoup de la qualité du matériel, de la taille de la pompe choisie et enfin de l'installation des dispositifs de commande.

Il est possible d'utiliser ce graphique pour extrapoler le montant des économies réalisables à l'avenir. Si nous pouvions connaître les futurs prix du combustible, nous pourrions tracer des lignes sur ce graphique et avoir une bonne idée des économies que nous pourrions réaliser. Par exemple, si le coût de l'électricité passait à 4 cents du kilowatt-heure et si le coût du pétrole passait à \$1.40 le gallon, nous pourrions réaliser une économie allant de \$270 à \$700. par an.

Voilà l'une des utilisations possibles des pompes à chaleur. Élargissons cette gamme. Nous avons parlé du chauffage et de la climatisation des locaux commerciaux et des résidences privées. Nous pouvons envisager leur utilisation pour la récupération de la chaleur, pour le séchage, pour l'élaboration et la concentration, pour la récupération des solvants, pour l'amélioration de la consommation énergétique et enfin pour le chauffage de l'eau dans les maisons. Envisageons chaque utilisation à tour de rôle.

Voici le type de pompe à chaleur le plus répandu dans les résidences nord-américaines. Il s'agit d'un système en deux éléments, avec un dispositif à l'intérieur et un dispositif à l'extérieur. Ces pompes à chaleur peuvent être installées sur des chaudières alimentées au pétrole, au gaz ou à l'électricité. Elles peuvent également être achetées indépendamment et un chauffage électrique peut être utilisé comme appoint. Je l'ai dit tout à l'heure, l'élément situé à l'extérieur a une capacité de chauffage intérieure pendant la saison froide et il est donc nécessaire de prévoir un chauffage d'appoint. Vous pouvez donc vous en remettre à un chauffage intérieur à résistance électrique ou encore à un calorifère à gaz ou à mazout.

En Europe, les dispositifs installés à l'intérieur utilisent de l'eau. Il s'agit de systèmes de chauffage hydronique. En Amérique du Nord, la plupart des systèmes utilisent des pompes à chaleur en raison de la nécessité de climatiser les intérieurs pendant l'été. Les climatiseurs ne sont pas très demandés. Les gens n'ont pas vraiment besoin de climatiseurs et ils utilisent donc des systèmes à eau chaude.

Le produit que vous voyez ici devient extrêmement populaire en Amérique du Nord. En 1980, les États-Unis auront expédié au total 600,000 pompes à chaleur. Au Canada, le chiffre est nettement inférieur puisqu'il était de 5,000 en 1979; en Allemagne, on s'attend à ce que ce soit de l'ordre de 12,000.



[Text]

• 1140

**Mr. Rose:** Would you repeat the Canadian figure?

**Mr. Stricker:** The 1979 number of units manufactured in Canada was 5,000.

If you read the technical literature in the area of heat pumps, you will find that there is a great deal of work being done, not so much on the heat pump itself, but on the applications of heat pumps. People are trying to use pipes buried in the ground to extract heat, there are certain advantages to doing that. In Sweden, there is a great deal of interest in digging deep holes and using essentially a vertical heat exchanger to pick up heat from the soil. In some places, they drill these holes down a couple of thousand feet and extract geothermal heat for the heat pump, but the capital cost of the system then becomes much higher than having an air type heat exchanger with a blower. That is just about the lowest-cost system and is why it is so popular today.

Some people are experimenting with water source heat pumps using a lake or river as the source. Problems we have heard about are the freezing of the water in the vicinity of the pipe and then, because of the buoyant force of the ice and the forces of moving ice, the heat exchanger does not last too long.

You can also read about ice maker heat pumps. These are more popular in southern climates, where the ice that is produced during the wintertime is saved for use during the summer. In the summer, you can circulate this ice water through a coil to provide free air conditioning. In Canada, you would require about five full-sized swimming pools to store all the ice you would manufacture during the heating season and you would have enough air conditioning for your whole neighbourhood. So, as you can see, the colder the climate the less attractive this systems becomes, but people are nevertheless, working on that type of heat pump.

Here is an interesting system using a solar collector, which heats water to a fairly low temperature and the heat pump upgrades the temperature of the water in the collector and stores it in a tank. There is a very successful demonstration of this principle in Doug Lorrimer's house in Mississauga. The disadvantages are the high capital costs of the three basic components—the storage component, collectors and heat pumps are fairly expensive.

In Germany, there is a great deal of interest in what is called an energy roof. It is simply sheet metal of different configurations with piping fastened to the back surface; an antifreeze solution is circulated through those pipes and you get a convective and radiative heat transfer from the environment, from the sun and from the air or from rain water, providing the heat for the heat pumps. The disadvantage of this system is that frost will form on the outside, so eventually your roof and walls become completely covered in hoar frost and the heat transfer characteristic drops. You need the sort of weather condition where it goes above freezing for at least a few hours to defrost your unit, otherwise you end up with several feet of ice around your house and you may have structural problems. The weather in central Germany apparently, is suitable for this type of installation. It may be suitable in some parts of Canada as well, where you have short periods below freezing, say a few days. Of course, the most popular application of large heat pumps in North America is the

[Translation]

**M. Rose:** Pourriez-vous répéter le chiffre canadien?

**M. Stricker:** En 1979, le Canada a fabriqué 5,000 pompes.

En lisant les publications techniques consacrées aux pompes à chaleur, vous verrez qu'on travaille beaucoup dans ce domaine, mais moins sur la pompe à chaleur proprement dite que sur ses applications. Certains cherchent à utiliser des tuyaux enfouis dans le sol pour extraire la chaleur. Cela présente certains avantages. En Suède, on creuse des trous profonds et on se sert d'un échangeur vertical pour extraire la chaleur du sol. Dans certains endroits, on creuse à une profondeur de plusieurs milliers de pieds et pour amener l'énergie géothermique dans la pompe à chaleur, mais cela revient beaucoup plus cher que l'échangeur à air muni d'un ventilateur. Ce système est sans doute le moins onéreux et c'est ce qui explique qu'il soit actuellement si populaire.

Certains essaient des pompes à chaleur utilisant l'eau d'un lac ou d'une rivière. Cela pose des problèmes car, entre autres choses l'eau gèle d'autour du tuyau et l'échangeur de chaleur ne résiste pas longtemps à la forte poussée de la glace qui se déplace.

On a également publié des articles sur des pompes à chaleur qui fabriquent de la glace. Elles ont davantage de succès dans les climats méridionaux où l'on conserve la glace produite pendant l'hiver en prévision de l'été. En été, on peut faire circuler cette eau glacée dans un serpentin pour obtenir une climatisation qui ne coûte rien. Au Canada, il suffirait d'entreposer dans cinq piscines toute la glace produite pour climatiser un quartier tout entier. Comme vous le voyez, plus le climat est froid et moins ces systèmes ont d'intérêt, mais on fait quand même des recherches sur ce type de pompe à chaleur.

Voici un système intéressant, qui utilise un capteur solaire et qui réchauffe l'eau jusqu'à une température relativement peu élevée mais la pompe à chaleur fait monter la température de l'eau dans le capteur et l'entrepose dans un réservoir. On peut voir une démonstration très probante de ce principe dans la maison de Doug Lorrimer à Mississauga. L'inconvénient est que les trois éléments de base, c'est-à-dire le réservoir, les capteurs et les pompes à chaleur, coûtent très cher.

En Allemagne, on s'intéresse énormément à ce qu'on appelle le toit énergétique. Il s'agit d'une simple plaque métallique dont la forme varie et sur l'envers de laquelle est fixé une tuyauterie; dans laquelle circule une solution antigel, et le transfert de la chaleur environnante, celle du soleil, de l'air ou de la pluie, se fait par convection ou par rayonnement, alimentant ainsi les pompes à chaleur. L'inconvénient de ce système est qu'une couche de glace se forme à l'extérieur du toit et des murs de sorte que le transfert de chaleur baisse considérablement. Il faut que la température remonte au-dessus de zéro pendant quelques heures au moins pour dégeler le dispositif, sinon la maison se retrouve enrobée de plusieurs pieds de glace, ce qui risque d'endommager la charpente. Au centre de l'Allemagne, le climat semble convenir à ce type d'installation. Il pourrait également convenir dans certaines régions du Canada où la température descend au-dessous de zéro pendant de courtes périodes, pendant quelques jours par exemple. Bien sûr, l'application la plus populaire des grandes pompes à

## [Texte]

internal heat source heat pump with, or without, hot and cold storage.

• 1145

In this case large commercial buildings, say office buildings, which have high lighting levels, generally have an excess of heat in the core of the building, and these buildings generally require air conditioning on a year-round basis. Instead of throwing the heat away and providing heat around the perimeter, they have recycled that heat from the core to the perimeter, where the heat losses take place and heating is normally required.

If you have a facility for storing hot water and cold water, or for storing all hot or all cold, depending on the season, then you can save even more energy by using this system with storage. There are two very fine examples of these systems in the federal office building at Sheppard and Yonge Streets in Toronto and also at Hydro Place, the Ontario Hydro headquarters.

Moving into industrial applications of heat pumps, these are examples of actual heat pump installations which are operating today or which people are trying to get going today, in Europe primarily. In an electro-plating plant, you require two hot baths for pretreating parts that are going to be plated, by pickling and cleaning. The other three baths where the plating takes place get very hot because of the plating process itself. So instead of cooling these three baths and throwing the heat away, one can use a heat pump to extract that heat and move it into the baths that require heating. That will save a considerable amount of energy in a plant.

Paper drying is perhaps one of the most energy-intensive processes in industry, and today most of that heat is thrown away. Steam is injected into a series of about 30 rolls over which the paper travels during the drying process, and this high-temperature steam evaporates water off the paper. Normally that steam and heat is thrown away, but with a heat pump and a special enclosure for capturing that heat and steam, you can recompress the steam, recover the heat, and reinject it into the rolls to recycle it. You can extract the water in part of the process, so you are reusing heat that would normally be thrown out during the process.

In beer production, where a lot of boiling processes exist, one can use a heat pump to pick up the vapour, recompress it, and reinject it at high temperature into the process. You can get incredibly high efficiencies this way: in the order of 13.5 times more heat for a given unit of energy.

The most popular drying application is kiln-drying of lumber. Normally kilns are built out in the lumber mills in remote areas, more than likely fired with propane or oil, and the heat pump used as a dehumidifier in a closed cycle will actually save an extremely large percentage of the energy required for drying. In the hardwood lumber drying industry, it represents a saving of about four per cent of the cost of the lumber itself. So it is a very significant amount of energy.

## [Traduction]

chaleur en Amérique du Nord est celle qui utilise la chaleur intérieure, avec ou sans entreposage chaud ou froid.

Dans ce cas, les grands édifices commerciaux, comme les bâtiments administratifs, où l'éclairage est très intense, dégagent généralement un surplus de chaleur en leur centre de sorte qu'il faut les climatiser toute l'année. Au lieu de gaspiller cette chaleur et d'être obligé de chauffer la périphérie, on recycle la chaleur du centre vers la périphérie, là où il y a de la perte et où il faut normalement chauffer.

Si l'on dispose d'installations permettant d'entreposer de l'eau chaude et de l'eau froide, ou bien uniquement de l'eau chaude ou uniquement de l'eau froide, selon la saison, on peut économiser encore davantage d'énergie en couplant ce système à un réservoir. Deux de ces systèmes fonctionnent avec succès dans des bâtiments de l'administration fédérale situés dans les rues Sheppard et Yonge à Toronto ainsi qu'au siège de *Ontario Hydro*.

Passons maintenant aux applications industrielles des pompes à chaleur; il s'agit ici d'installations qui fonctionnent aujourd'hui déjà ou qu'on essaie de faire fonctionner, en Europe surtout. Dans une usine de galvanoplastie, on a besoin de deux bains chauds pour traiter les pièces qui vont être galvanisées, c'est-à-dire pour les décaper et les nettoyer. Les trois autres bassins, où se fait la galvanisation, deviennent très chaud en raison du procédé lui-même. Par conséquent, au lieu de refroidir ces trois bains, on peut utiliser une pompe pour en extraire la chaleur et l'amener dans les bains qu'il faut chauffer. La quantité d'énergie ainsi économisée est considérable.

Le séchage du papier est sans doute l'un des procédés industriels qui dissipent le plus d'énergie mais, actuellement, la majeure partie de cette chaleur reste inutilisée. On envoie de la vapeur dans une trentaine de rouleaux sur lesquels passe le papier au cours du séchage et cette vapeur, dont la température est très élevée, chasse l'eau du papier. D'ordinaire, cette vapeur et cette chaleur ne sont pas récupérées mais à l'aide d'une pompe à chaleur et d'une enceinte spéciale, on peut la récupérer la vapeur, recomprimer et la recycler en la réinjectant dans les rouleaux. On peut récupérer une partie de l'eau au cours du processus de manière à réutiliser la chaleur qui se perdrait normalement.

L'ébullition joue un grand rôle dans la fabrication de la bière et l'on peut utiliser une pompe à chaleur pour capter la vapeur, la recomprimer et la réinjecter dans le circuit à une température élevée. On peut obtenir ainsi des taux de rendement incroyablement élevés puisqu'on obtient environ 13.5 fois plus de chaleur par unité d'énergie.

L'application la plus populaire est celle du séchage du bois d'œuvre dans les fours. D'ordinaire, les fours sont construits à l'intérieur des scieries, dans des zones situées à l'écart, et ils sont le plus souvent alimentés au propane ou au mazout, mais la pompe à chaleur utilisée en circuit fermé comme déshumidificateur permet d'économiser un très fort pourcentage de l'énergie utilisée pour le séchage. Pour le séchage du bois d'œuvre, l'économie réalisée se chiffre à environ 4 p. 100 du



## [Text]

There are approximately 30 kiln dryers of this type in North America now. They are very popular in Europe. In North America their use is restricted primarily to drying hardwood. This requires about three weeks. A lot more softwood is being dried in kilns, but it is dried at higher temperatures and today's heat pumps are not capable of delivering such a high temperature.

• 1150

They are talking in terms of a seven-day drying cycle for softwoods, and this heat pump is not capable of doing that yet. Some higher-temperature models are available but I do not think they will get into the softwood-drying business. The same type of arrangement, dehumidifier and a kiln, is used for drying bricks, ceramics and noodles.

Heat pumps are also used for drying milk, for concentrating sugar syrup and also for the distillation of spirits. In Europe I am aware of at least one application where a heat-pump is used to recover a solvent. In this case, it is a refrigerant which is used as a solvent to remove oil from millscale in a rolling mill, so they are recovering the lubricating oil and the refrigerant, the solvent.

Heat pumps can be used for just an incredible number of applications where energy upgrading is required. Our applications are as wide as your imagination. Generally, wherever you have a source of water at a certain temperature and you need a higher temperature, you can do that process of moving the heat from one source to another very efficiently using a heat pump, and this is done in many, many industries as a heat recovery and reclaiming device.

Here are a couple of American heat-pump water heaters. This is the water heater in your house. It normally has a couple of electric heaters, of maybe a gas flame or an oil burner heating it up. But you can now buy in the States for about \$600 this little package which looks like a suitcase with a blower installed in the middle of it. It has a plug and a couple of hose connections to your water heater so you can disconnect the power supply, or gas or oil supply, to your tank and allow this heat pump to extract heat from the air in your house, in your basement or wherever this device is. It moves the heat into the water heater and it will provide you with about as much hot water as you had with your electric supply, using two and a half times less electricity.

The problem in our climate, however, is that during the wintertime this unit is cooling your basement, and if you are using a gas or oil or electric furnace to heat your house you are paying for the heat in any case, so you cannot really credit this high efficiency on a year-round basis. You can credit perhaps five or six months out of the year. There are different arrangements. You can buy the heat pump already connected to a water heater as a single-package unit. It has essentially a similar performance.

## [Translation]

prix de revient du bois lui-même. Cela représente donc une quantité d'énergie très importante. Il existe actuellement en Amérique du Nord près de trente fours de séchage de ce type. Ils sont très populaires en Europe. En Amérique du Nord, on s'en sert uniquement pour le séchage du bois franc. Cela dure environ trois semaines. On sèche beaucoup plus de bois tendre dans les fours, mais la température y est plus élevée et les pompes à chaleur dont on dispose aujourd'hui sont incapables d'atteindre cette température.

Pour sécher ces bois tendres, il faudrait un cycle de 7 jours, et cette pompe à chaleur n'est pas encore en mesure de fournir ce rendement. Il existe des modèles à température plus élevée, mais je ne crois pas qu'ils seront utilisés pour sécher les bois tendres. On utilise le même genre de système, avec un déshydrateur et un four, pour sécher les briques, la céramique et les nouilles.

Des pompes à chaleur sont également utilisées pour déshydrater le lait, pour concentrer le sirop de sucre et aussi pour distiller les spiritueux. En Europe, je connais au moins un cas où une pompe à chaleur est utilisée pour récupérer un solvant. Dans ce cas-là, il s'agit d'un réfrigérant utilisé comme solvant pour extraire l'huile de la gangue dans un laminoir; ainsi, on récupère le lubrifiant et le réfrigérant, c'est-à-dire le solvant.

Les pompes à chaleur peuvent être utilisées dans toutes sortes d'applications, où il est nécessaire de tirer un meilleur parti de l'énergie. Les applications sont aussi nombreuses que tout ce qu'on peut imaginer. Généralement, quand il s'agit de réchauffer une certaine masse d'eau, il est possible d'y arriver en faisant passer la chaleur d'une source à l'autre de façon très efficace, en utilisant une pompe à chaleur; ces pompes sont utilisées dans de très nombreuses industries comme système de récupération et de réemploi.

Voici quelques modèles de chauffe-eau américains utilisant le principe de la pompe à chaleur. Il s'agit de chauffe-eau pour usage domestique. Normalement, on y trouve quelques éléments électriques, ou peut-être un brûleur à gaz ou un brûleur à l'huile. Toutefois, on peut maintenant acheter aux États-Unis, pour environ 600 dollars, cette petite boîte qui ressemble à une valise au milieu de laquelle on aurait installé une torche. On y trouve une prise et quelques tuyaux qui doivent être raccordés au chauffe-eau. Cela permet de débrancher la source conventionnelle d'énergie qui alimente votre chauffe-eau et d'y brancher cette pompe à chaleur qui extrait la chaleur de l'air ambiant de votre sous-sol, ou de tout autre endroit où vous aurez installé ce dispositif. Cette machine communique la chaleur au chauffe-eau, et vous pourrez ainsi obtenir autant d'eau chaude que vous obtiendriez avec des éléments électriques, mais en utilisant deux fois et demie moins d'électricité.

Toutefois, notre climat pourrait poser des problèmes, car en hiver, cette machine finirait par rafraîchir votre sous-sol; si vous utilisez un calorifère au gaz, à l'huile ou électrique, pour chauffer votre maison, vous finirez par payer quand même pour cette chaleur; cette machine n'est donc pas efficace toute l'année, elle ne l'est que pendant 5 ou 6 mois. Il y a divers modèles. Il est possible d'acheter une pompe à chaleur déjà branchée sur un chauffe-eau, monobloc. Cela fonctionne essentiellement de la même façon.



## [Texte]

In Denmark, where they have even higher space-heating requirements than we do, they have a heat pump which can operate at much lower ambient temperatures and they duct the air vents to the outside so that it does not extract any energy from the household; it actually uses outdoor energy, and its coefficient of performance or its efficiency is going to be a little bit lower than this one but it does not rob the structure of any heat.

Incidentally, this unit and this unit will provide free air-conditioning and dehumidification to a basement during the summer, so there is an added benefit. You have a double-duty device here.

I mentioned oil substitution and perhaps it was not particularly clear from my presentation where heat pumps fit in. But in residential heating the add-on heat pump installed on an oil-fired furnace, I think, is one of the ideal applications of heat pumps.

Kiln-drying of lumber, the equipment is available today. It is being used by a number of sawmills. I believe there is tremendous potential as far as moving into the soft-wood kiln-drying business. Some technical problems may have to be solved, though, to shorten the drying cycle for softwoods.

• 1155

In the chemical refining area, wherever there is evaporation and condensation, or distillation, or fractional distillation, I think the heat pumps have a tremendous potential. I do not think the oil refining industry is applying heat pumps and perhaps they should.

The food and beverage industry, where a lot of refrigerating and hot water applications exist in the same plant, is an ideal place to look for applications for heat pumps. Greenhouse heating, where space heating and dehumidification is required, I think has a tremendous potential for the application of heat pumps as well.

Let us look at the impediments of using heat pumps. Hard-ware? Actually, most of the equipment is available today; it is just a matter of applying it. The economics are very good in the United States, in the U.K. and in Germany. The economics are getting better in Canada as the price of energy in general goes down, so I think the popularity of heat pumps is bound to increase in Canada.

What about application know-how? It is very advanced in Europe as far as industrial applications are concerned. It is lagging behind in Europe as far as space heating is concerned, mainly because they do not require much air conditioning. Application know-how is lagging behind in North America because of the generally lower price of energy in industry, but it is very much advanced in residential space heating because of our requirement for air conditioning, and air conditioning and heat pumps are a natural together.

## [Traduction]

Au Danemark, où il est encore plus nécessaire que chez nous de réchauffer l'air ambiant, on trouve une pompe à chaleur qui peut fonctionner avec une température ambiante beaucoup plus basse, et les prises d'air se trouvent à l'extérieur, de sorte qu'on extrait aucune chaleur de la maison; cette pompe utilise l'énergie de l'extérieur, et son rendement est un peu moins élevé que pour celle-ci, mais elle n'enlève aucune chaleur à la maison.

Au fait, ces deux machines peuvent, sans frais supplémentaires, climatiser l'air et déshumidifier un sous-sol pendant l'été, ce qui est un avantage supplémentaire. Cette machine a donc une double utilité.

J'ai parlé de remplacement de l'énergie du pétrole, et je n'ai peut-être pas été très précis dans mes explications quant au rôle de la pompe à chaleur. A mon avis, l'une des applications idéales de la pompe à chaleur consiste en l'installation d'une telle pompe sur les calorifères au mazout, dans les maisons privées.

Pour ce qui est du séchage du bois au four, l'équipement est disponible aujourd'hui. Il est déjà utilisé dans un certain nombre de scieries. Je pense que le séchage au four du bois tendre offre des possibilités alléchantes. Toutefois, il faudra peut-être résoudre quelques problèmes de nature technique afin de raccourcir le cycle de séchage des bois tendres.

Dans le domaine du raffinage des produits chimiques, quand il s'agit de procéder à l'évaporation, à la condensation, à la distillation ou à la distillation fractionnelle, je crois que les pompes à chaleur offrent de grandes possibilités. Je ne crois pas qu'on utilise les pompes à chaleur dans le raffinage du pétrole, et sans doute devrait-on le faire.

A mon avis, l'industrie de l'alimentation et des boissons est l'un des endroits idéaux pour trouver de nouvelles applications aux pompes à chaleur, puisqu'on y fait beaucoup de réfrigération et de chauffage d'eau, dans la même usine. Je crois également qu'on pourrait trouver d'excellentes applications des pompes à chaleur pour le chauffage des serres, où il est nécessaire de chauffer l'espace et de déshumidifier l'air.

Voyons quels sont les inconvénients à l'application des pompes à chaleur. Qu'en est-il des matériaux? De fait, la plupart des pièces d'équipement sont disponibles aujourd'hui même; il s'agit simplement de les rassembler. Aux États-Unis, au Royaume-Uni et en Allemagne, la rentabilité de ces dispositifs est assez bonne. Au Canada, leur rentabilité s'améliore au fur et à mesure que le prix de l'énergie augmente de façon générale; je crois donc que la popularité des pompes à chaleur s'accroîtra inévitablement au Canada.

Que sait-on des techniques d'application? En Europe, on connaît beaucoup de choses des applications industrielles des pompes à chaleur. Toutefois, l'Europe reste un peu en arrière pour ce qui est du chauffage intérieur domestique, surtout parce qu'on n'y a pas autant besoin de climatiser l'air. En Amérique du Nord, les techniques d'application ne sont pas tellement avancées, en raison des prix de l'énergie qui sont généralement plus bas dans l'industrie; toutefois, pour ce qui est du chauffage des maisons, nos techniques sont assez raffi-

[Text]

Finally, are the clients reluctant? Yes, they are, and most clients want a proven system. It is very difficult to convince the manager of a plant that he should put in a heat pump to save energy, because there is always a risk associated with it. If the consultants in the area are not familiar with the technology and the suppliers do not have any applications of heat pumps similar to the one being proposed, I think the risk involved is really quite large and I can see road blocks down the road in getting acceptance of large industrial heat pumps for novel processes. However, in Europe the application of heat pumps is very popular. There is a great deal of acceptance. There was a conference recently in Dusseldorf, Germany, where manufacturers and users of heat pumps got together and exchanged ideas and applications of heat pumps.

It seems to me that if Canada wanted to make better use of heat pumps, more effective use of heat pumps, we should tap that particular technology, perhaps by sponsoring a conference in Canada on application of heat pumps in the industrial area. I think it would be of great benefit to Canada. I hope that my presentation has shed a little bit more light on the role of heat pumps in an energy starved world. It seems to me that we have been living too high on the first and second laws and that we have to start using the third law and make use of all the energy we have been throwing away, and with that I would like to close, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Stricker. It was very interesting, the novel way in which you illustrated your exposition here.

Questioning, gentlemen? Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Thank you, Mr. Chairman. Sir, are you aware of the work that is being done in Niagara Falls by Kool-Fire? I think that is what they call the company. They are making heat plants available for residential use.

• 1200

**Mr. Stricker:** Yes, I am. As a matter of fact, at Ontario Hydro we are doing an investigation on the energy records of several houses that have had a unit running for at least a year, and if it looks promising, we are going to be purchasing one and running it in our laboratory—we have a heat pump development laboratory—and quite frankly we are very excited about the potential of that unit. I do not know if the rest of the committee is familiar with it but it turns out to be a dual-source heating and cooling heat pump which provides heat during mild weather using electricity, and during cold weather, the gas burner in the outdoor unit is ignited and it provides the supplementary heat through the heat pump. So the heat pump continues running all the time, but during very cold weather it is supplemented by a flame.

[Translation]

nées, puisque nous devons climatiser l'air, et que les pompes à chaleur sont très bien adaptées à cette fonction.

Finalement, les clients sont-ils hésitants? Oui, ils le sont, et la plupart des clients veulent acheter un système qui a déjà fait ses preuves. Il est très difficile de convaincre le gérant d'une usine d'installer une pompe à chaleur pour économiser de l'énergie, puisque cela présente toujours certains risques. Si les conseillers techniques de la région ne connaissent pas bien cette technologie, et que les fournisseurs ne peuvent montrer aucune application de pompe à chaleur semblable à celle proposée, je crois que les risques sont assez considérables et je prévois qu'on résistera beaucoup à l'installation de grosses pompes à chaleur industrielles dans des applications nouvelles. Toutefois, en Europe, les pompes à chaleur sont très en vogue, elles sont très largement acceptées. Il y a eu récemment à Dusseldorf, en Allemagne, une conférence où les fabricants et les utilisateurs de pompes à chaleur se sont réunis pour discuter des applications de ces dispositifs.

Il me semble que si on voulait faire une meilleure utilisation des pompes à chaleur au Canada, nous devrions profiter de cette technologie, peut-être en parrainant une conférence sur l'application des pompes à chaleur dans les domaines industriels. A mon avis, cela serait très avantageux pour le Canada. J'espère que mon exposé a jeté un peu de lumière sur le rôle des pompes à chaleur dans un monde assoiffé d'énergie. Il me semble que nous avons un peu trop profité de la première et de la deuxième loi, et que nous devons maintenant commencer à appliquer la troisième loi, et à utiliser pleinement toute cette énergie que nous avons gaspillée; je vais m'en tenir là, monsieur le président.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Stricker. Nous avons été très intéressés par cette façon nouvelle d'illustrer votre exposé.

Vous avez des questions, messieurs? Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Merci, monsieur le président. Monsieur, êtes-vous au courant du travail effectué à Niagara Falls par la société Kool Fire? Je crois que c'est bien là le nom de cette entreprise. On y fabrique des pompes à chaleur pour usage domestique.

**M. Stricker:** Oui, en effet. Les experts de *Ontario Hydro* ne sont pas prêts d'effectuer une étude comparative de la consommation énergétique de plusieurs maisons qui avaient été équipées il y a au moins un an d'un groupe *Kool-Fire*; si les résultats obtenus semblent prometteurs, nous avons l'intention d'acheter un de ces dispositifs pur notre laboratoire. Nous avons déjà un laboratoire de mise au point des pompes à chaleur et j'avoue que nous sommes très intéressés par les possibilités d'utilisation de ce dispositif. J'ignore si les membres du comité savent de quoi il s'agit: il s'agit d'une pompe à chaleur qui fournit de la chaleur à partir de l'électricité lorsque la température extérieure n'est pas trop rigoureuse. En période de froid, le brûleur à gaz de l'élément extérieur est allumé et permet de fournir la chaleur complémentaire par le biais de la pompe à chaleur. Celle-ci fonctionne donc tout le temps, mais en période de très grand froid, il faut prévoir un système d'appoint.



[Texte]

The interesting thing about that arrangement is that the outdoor unit runs so cold that it cools the flame to the point where it removes water from the combustion process, making the outdoor furnace having the potential at least of becoming close to 100 per cent efficient. So it has the potential of using gas very efficiently, very close to 100 per cent efficiency and of using electricity very efficiently during mild weather. So you get the best of both worlds with that unit, and that is why we are so excited about it.

**Mr. MacBain:** I am glad that Ontario Hydro is taking an interest. They have been trying to get the federal government, probably the National Research Council, to help them but it has been an uphill fight. They are a small company just starting in a small town, and with such a unique idea you would think the whole world was against them. I am glad Ontario Hydro is not. Thank you.

**The Chairman:** Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** On slide 12-B before comparing prices, electricity was used and also the price of oil was shown. Then you are talking about saving between 270 to 700 per year. What about where there is a system which is completely electric? What would be the saving?

**Mr. Stricker:** That material is in a small draft report which I have with me. I did not present that information but there is a calculation that you can carry out. If you wish, I will give you a copy of that worksheet.

**Mr. Portelance:** Yes. A lot of home owners are already using electric systems only, and if they have to change . . .

**Mr. Stricker:** The ball park figure that we use is about a 35 per cent reduction in the electric bill by using a heat pump on an all-electric system. Again, it depends on the size of the pump selected and on the setting of controls.

**Mr. Portelance:** Are heat pumps very expensive?

**Mr. Stricker:** We have a formula for the cost of heat pumps. It is \$800 plus \$800 per ton. That seems to be fairly close to what dealers are charging.

**Mr. Portelance:** So the cheapest pump would be \$800.

**Mr. Stricker:** No, it would be \$1,600 for a one-ton unit.

**Mr. Portelance:** They all weigh at least one ton?

**Mr. Stricker:** Oh, excuse me. The reference of ton is not to the weight.

**Mr. Portelance:** Oh.

**Mr. Stricker:** It is the capacity. It is equivalent to 12,000 btu per hour capacity. The units are historical units and the quantity "ton" was defined many years ago as the amount of water that an air conditioning or refrigeration machine could

[Traduction]

Ce qui est particulièrement intéressant, c'est que le froid agit sur le fonctionnement du dispositif extérieur de telle façon que la flamme elle-même est refroidie et que le processus de combustion ne dégage même pas de vapeur d'eau. Il est ainsi possible de concevoir un calorifère d'une efficacité proche de 100 p. 100. Ce dispositif offre donc l'avantage d'utiliser le gaz de façon très efficace, presque à 100 p. 100, et de fonctionner à l'électricité de façon également efficace pendant les mois où la température est moins rigoureuse. Cet appareil offre donc à lui seul les avantages des deux autres, et c'est la raison pour laquelle nous nous y intéressons tant.

**M. MacBain:** Je me félicite de l'intérêt que *Ontario Hydro* manifeste pour ce projet. Je sais que cette compagnie a demandé l'aide du gouvernement fédéral et sans doute du Conseil national de recherches, mais en vain. Il s'agit d'une petite société qu'on vient de fonder dans une petite ville, et il semble que le monde entier ait pris les armes contre une idée aussi unique. Je suis bien aise que ce ne soit pas le cas de *Ontario Hydro*. Merci.

**Le président:** Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Je vais revenir à la diapositive 12-B. Vous avez établi une comparaison à partir des prix de l'électricité et de ceux du pétrole. Vous avez parlé d'une économie allant de \$270 à \$700 par an. Quel est le coût d'un système complètement électrique? Quelles seraient les économies réalisées?

**M. Stricker:** Ces chiffres se trouvent dans une ébauche d'un rapport que j'ai apportée avec moi. Je n'ai pas déposé ce document mais vous pourrez faire vous-même le calcul. Si vous voulez, je vous ferai parvenir un exemplaire de ce document.

**M. Portelance:** D'accord. De nombreux propriétaires utilisent exclusivement l'électricité, et s'ils devaient changer . . .

**M. Stricker:** Nous estimons que l'utilisation d'une pompe à chaleur dans une maison où tout fonctionne à l'électricité, permet d'économiser environ 35 p. 100 de la facture d'électricité. Cela dépend bien sûr de la taille de la pompe choisie ainsi que des dispositifs de commande.

**M. Portelance:** Les pompes à chaleur coûtent-elles très cher?

**M. Stricker:** Nous utilisons une formule précise pour calculer le coût des pompes à chaleur. Il faut compter \$800 plus \$800 supplémentaire par tonne. C'est à peu près ce que les fabricants demandent.

**M. Portelance:** La pompe à chaleur la moins chère coûte donc environ \$800?

**M. Stricker:** Non, un groupe d'une tonne coûtera environ \$1,600.

**M. Portelance:** Est-ce que toutes ces pompes pèsent au moins une tonne?

**M. Stricker:** Excusez-moi. Lorsque nous disons une tonne, il ne s'agit pas du poids de la pompe.

**M. Portelance:** Ah, bon.

**M. Stricker:** Il s'agit de sa capacité. Une tonne équivaut à une capacité de 12,000 btu par heure. Ces appareils fonctionnent pendant une durée donnée et le terme de tonne a été défini il y a quelques années comme étant la quantité d'eau



[Text]

freeze over a 24-hour period, given that the water was already at zero Celsius. So a two-ton unit will freeze two tons of water at zero Celsius over a 24-hour period.

**Mr. Portelance:** I see. But if we take the average home, like a five or six-room bungalow, what would it be?

**Mr. Stricker:** I would say two to two and a half tons.

**Mr. Portelance:** All right.

**Mr. Stricker:** Generally, the difference between an air conditioner and a heat pump is about \$800. One would be able to justify the additional investment of \$800 in most cases where your alternative is oil or electricity, but you may not be able to justify the full capital cost of the heat pump. You can justify the difference but not the full capital cost, in most cases. In other words, air conditioning has to be a prerequisite.

**Mr. Portelance:** Right now there is a lot of research in solar energy, and you people co-operate with that too? I know you mentioned with some of your slides that a heat pump is needed in many cases. Next week we will be going to Vancouver. They have a solar conference. Do they work side by side?

**Mr. Stricker:** People in the solar industry have been using heat pumps for certain applications. Generally they have been used for space-heating applications, because the temperature of the water coming out of the collector usually is not high enough to give you space heating directly. You have to upgrade it, and about the only way you can upgrade the temperature is by operating a heat pump. So if you want solar energy for space heating, very often you will need a heat pump to upgrade the temperature of the water coming down from the collector.

The efficiency of collection of solar energy with a collector depends on the temperature of the fluid flowing through the collector. If you run the fluid through the collector very slowly, so it gets very hot, the efficiency of the collector becomes very low. To get some energy from the collector, you have to run the fluid at a very low temperature and then upgrade it in the house, using a heat pump to get it up to a usable temperature. That is the sort of role heat pumps would play in solar space heating.

The most popular application of solar at the moment, popular from the point of view of economic attractiveness, is for heating domestic water to provide hot water for the house, and also to provide some passive solar heating, where the solar energy enters through windows or special places in the house and is used directly rather than going through a circuit with collectors and heat pumps and storage. Generally, once you

[Translation]

qu'un appareil de climatisation ou de réfrigération pouvait transformer en glace pendant une période de 24 heures, l'eau étant au départ à la température de 0 Celsius. Un groupe de deux tonnes permettra donc de transformer en glace deux tonnes d'eau à une température de 0 Celsius, au cours d'une période de 24 heures.

**M. Portelance:** Je comprends. Quel serait le poids de cet appareil dans le cas d'une maison moyenne, disons de cinq ou six pièces?

**M. Stricker:** Je dirais entre deux tonnes et deux tonnes et demie.

**M. Portelance:** Bon.

**M. Stricker:** La différence de coût entre un climatiseur et une pompe à chaleur est d'environ \$800. Un investissement supplémentaire de \$800 peut se justifier dans la plupart des cas où les maisons sont chauffées au pétrole ou à l'électricité, mais il n'est pas toujours possible d'amortir totalement le coût d'achat d'une pompe à chaleur. Dans la plupart des cas, la différence de coût peut se justifier, mais non pas le coût d'achat total. En d'autres termes, l'achat d'une pompe à chaleur n'est rentable que dans les maisons climatisées.

**M. Portelance:** De nombreuses recherches sont faites en matière d'énergie solaire et je voudrais savoir si vous participez à ces recherches? Vous avez dit à plusieurs reprises, au cours de votre présentation visuelle, que l'installation d'une pompe à chaleur s'avère nécessaire dans de nombreux cas. Nous devons nous rendre la semaine prochaine à Vancouver où se tient une conférence sur l'énergie solaire. Est-ce que vous collaborez à ces travaux?

**M. Stricker:** Les spécialistes de l'énergie solaire utilisent les pompes à chaleur à des fins précises. De façon générale, ils les utilisent pour chauffer des locaux dans la mesure où la température de l'eau qui provient du capteur n'est pas suffisamment élevée pour permettre un chauffage direct de l'espace. Il est nécessaire d'obtenir une température plus élevée, et le seul moyen de le faire consiste à utiliser une pompe à chaleur. Si vous voulez utiliser l'énergie solaire pour le chauffage, vous aurez besoin de recourir à une pompe à chaleur pour élever la température de l'eau récupérée par le capteur solaire.

L'efficacité d'un capteur solaire dépend de la température du liquide qui s'écoule le long du capteur. Si le liquide s'écoule très lentement le long du capteur, sa température devient très élevée et l'efficacité du capteur diminue en conséquence. Pour que le captage de l'énergie solaire soit efficace, la température du liquide d'écoulement doit être le plus bas possible. Il est ensuite nécessaire d'utiliser une pompe à chaleur pour élever cette température à l'intérieur. Voilà le rôle que les pompes à chaleur peuvent jouer pour le chauffage des locaux à partir de l'énergie solaire.

Pour le moment, en raison de l'avantage que cela représente au plan des coûts, on utilise surtout l'énergie solaire pour chauffer l'eau des maisons et pour assurer un chauffage passif: l'énergie dégagée par les rayons du soleil à travers les fenêtres ou dirigée vers des endroits précis de la maison et, donc, utilisée directement sans passer par l'ensemble capteur, pompes à chaleur et stockage. À partir du moment où vous

[Texte]

have a solar collector and you put in a heat pump—and you will probably require some storage—you run into such high capital costs that it is no longer attractive. In addition to that, you have control problems. You require special controls, which are expensive, and difficult to operate as well.

**Mr. Portelance:** How long does a heat pump last, and are repairs very high?

**Mr. Stricker:** Heat pumps had a very bad reputation when they first came out about 15 or 18 years ago. A lot of manufacturers of air conditioners installed reversing valves into their equipment and all of a sudden they had a heat pump, which would provide heat at very low cost. But they found that the compressors used for air conditioners were not rugged enough to operate year round and under the more adverse conditions you would have in the winter-time. So there were very bad performance records about 18 years ago.

About 10 years ago they made a come-back, and some of those hose compressor problems were solved. But the auxiliaries were still a problem: fan motors, defrost controls, training of dealers, and outdoor thermostats for switching off the unit during very cold weather.

Those were the problem areas. About three years ago, because of the sudden concern about the availability of energy and the increasing price, heat pumps became more popular. However, this time manufacturers had the benefit of all that prior experience with untrained dealers and unreliable equipment, and did their homework. Some electric utilities started programs of informing the customer as to which heat pump would be suitable for use in our climate and so on, and manufacturers agreed to stand behind their product so that, if there were a customer complaint the dealer could not solve, the manufacturer agreed to get involved and satisfy the customer.

So heat pumps have become more popular, and I think we are at the brink of a virtual explosion of the market. There is a great deal of interest in heat pumps at the moment particularly for replacing oil, because they look so attractive and because the product can now perform and is now reliable. Dealers are offering five-year guarantees on all the hardware. I do not know what is going to happen after five years because this is really a new series of heat pumps that is available. But as the energy prices continue to escalate, it may be that one can afford to buy a new compressor every five years if need be, and still be ahead. But we are getting a pretty good feedback on the performance of heat pumps which you can buy today.

**Mr. Portelance:** Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Portelance. Mr. Stricker, if I remember the slide right, you mentioned in your illustration that the home you were using as an illustration consumed a

[Traduction]

installez un capteur solaire et une pompe à chaleur, vous devez également prévoir un stockage, ce qui exige un investissement important en capital. En outre, vous risquez d'avoir des problèmes de contrôle. En effet, vous avez besoin d'installer un dispositif de contrôle spécial extrêmement coûteux et d'un fonctionnement délicat.

**M. Portelance:** Quelle est la durée d'utilisation d'une pompe à chaleur? Les réparations sont-elles coûteuses?

**M. Stricker:** Lorsque les premières pompes à chaleur ont fait leur apparition il y a environ 15 ou 18 ans, elles jouissaient d'une très mauvaise réputation. De nombreux fabricants de climatiseurs pensaient qu'il suffisait de diriger vers l'intérieur les soupapes de climatisation pour obtenir une pompe à chaleur qui fournirait de la chaleur très bon marché. Ils se sont rendu compte que les compresseurs utilisés pour la climatisation n'étaient pas suffisamment costauds pour fonctionner toute l'année dans n'importe quelle condition atmosphérique, en hiver par exemple. Le palmarès des pompes à chaleur il y a dix-huit ans n'était donc pas brillant.

Il y a environ dix ans, les pompes à chaleur ont fait une nouvelle entrée, car certains problèmes de compresseur avaient été résolus. Néanmoins, les dispositifs auxiliaires continuaient de poser des difficultés: moteur du ventilateur, contrôle de dégivrage, expertise des concessionnaires, installation de thermostats extérieurs exigeant la mise hors service de l'appareil par très grand froid.

Tous ces points posaient quelques problèmes. Il y a environ trois ans, en raison de la hausse des prix de l'énergie et de la prise de conscience du public, les pompes à chaleur ont connu une nouvelle vague de popularité. Cependant, les fabricants avaient eu le temps de tirer profit de leur expérience passée et des conséquences qu'il en coûte de fabriquer du matériel peu fiable et de le vendre par le biais de concessionnaires ignorants. Plusieurs services publics d'électricité ont lancé des programmes d'information du consommateur, expliquant l'intérêt de la pompe à chaleur dans notre climat, etc. Les fabricants ont accepté de défendre leurs produits: en cas de plainte d'un client auquel le concessionnaire ne pourrait pas répondre, le fabricant acceptait de s'occuper lui-même de la question et de donner satisfaction au client.

Les pompes à chaleur sont donc devenues plus populaires et je crois que nous sommes à la veille de les voir arriver massivement sur le marché. Étant donné leur coût avantageux, leur rendement et leur fiabilité, on envisage de plus en plus de remplacer le pétrole par des pompes à chaleur. Tous les concessionnaires offrent des garanties de cinq ans. J'ignore ce qui se passera au bout de cinq ans car les pompes à chaleur actuellement disponibles sur le marché sont tout à fait nouvelles. Étant donné que les prix de l'énergie vont poursuivre leur escalade, il peut devenir rentable de remplacer tous les cinq ans le compresseur de la pompe. Néanmoins, nous sommes très satisfaits du rendement de toutes les pompes à chaleur qui se trouvent aujourd'hui sur le marché.

**M. Portelance:** Merci.

**Le président:** Merci, monsieur Portelance. Monsieur Stricker, si je me rappelle bien les diapositives que vous nous avez montrées, vous nous avez dit que l'installation d'une pompe à



[Text]

thousand gallons of oil per year and, with the installation of a heat pump, there could be a saving of I think it was between \$60 and \$270 depending on the efficiency of installation—I believe that was a term you used—and the type of equipment. Are the figures I am using correct?

**Mr. Stricker:** I think the numbers I quoted were a \$60 to \$300 saving.

**The Chairman:** Sixty to three hundred?

**Mr. Stricker:** That is right.

**The Chairman:** Can you narrow that down a bit? There is a very wide range there between \$60 and \$300. Is that due mainly to the equipment people are buying? There are much better types of heat pumps. What is the major problem there? There seems to me to be a very wide margin between \$60 and \$300.

**Mr. Stricker:** These numbers were derived from a field test of 10 add-on heat pumps installed on oil furnaces. We took the mean of that sample of 10 and we took one standard deviation on either side of the mean and, because the sample is so small, our spread is quite large. We are in the process of gathering more information on the energy savings or energy consumption of the oil in the electric component in these systems and, as we get better, larger and larger samples, then the band will narrow. But this is the statistician's best way of outlining the results, unfortunately.

**The Chairman:** As you say, it is a very small sampling. Only 10?

**Mr. Stricker:** That is right.

**The Chairman:** Ten. Now, going back to the price. In answer to one of the questions from Mr. Portelance on the heat pump, did you say it would be \$800 for the heat pump, plus \$800 for every tonne?

**Mr. Stricker:** Yes.

**The Chairman:** And that typical illustration of a home using 1,000 gallons of oil would imply a need a capacity of 2.5 tonnes. Is this what you mentioned?

• 1215

**Mr. Stricker:** Yes.

**The Chairman:** So that would be a total of \$800 plus \$2,000—\$2,800 for the installation of a heat pump?

**Mr. Stricker:** That is right.

**The Chairman:** Now, that saving you illustrated for us, albeit a very small sample, varied between \$60 a \$300. It includes the \$2,800 installation costs, the original purchase and installation, plus any use of energy the heat pump itself makes. Is the whole thing calculated in the saving of \$60 to \$300?

**Mr. Stricker:** No. The \$60 to \$300 saving is the difference in the total energy bill that the customer would have to pay if he did or did not have the heat pump.

[Translation]

chaleur dans une maison qui consomme 1,000 gallons de pétrole par an permet d'économiser entre \$60 et \$270 par année, en fonction de l'efficacité et du type du matériel utilisé. Ces chiffres sont-ils exacts?

**M. Stricker:** J'ai dit qu'on pouvait économiser entre \$60 et \$300 par an.

**Le président:** Entre 60 et 300?

**M. Stricker:** C'est exact.

**Le président:** Pourriez-vous nous donner des prévisions, il me semble qu'il y ait un écart important entre \$60 et \$300. Cet écart s'explique-t-il uniquement par le type du matériel choisi? Il existe toutes sortes de pompes à chaleur. Quel est le problème? Il me semble qu'il y ait un écart important entre \$60 et \$300.

**M. Stricker:** Ces résultats ont été obtenus à la suite d'une étude portant sur 10 pompes à chaleur d'appoint installées sur un système de chauffage au pétrole. Nous avons fait la moyenne pour ces dix pompes et nous l'avons pondérée d'une marge normale à la hausse et à la baisse. Cet écart est donc important parce que notre échantillonnage lui, ne l'était pas. Nous sommes en train de réunir d'autres données sur la consommation énergétique de ces systèmes électriques ainsi que sur les économies d'énergie réalisées et plus notre échantillonnage s'élargira, plus l'écart entre ces deux prix diminuera. Malheureusement, c'est la seule façon dont il est possible d'établir des statistiques.

**Le président:** Comme vous l'avez dit, vous vous êtes fondé sur un échantillonnage de 10 pompes.

**M. Stricker:** C'est exact.

**Le président:** Revenons-en au prix. En réponse à une des questions de M. Portelance sur la pompe à chaleur, vous avez dit qu'il fallait compter un coût de \$800 pour la pompe elle-même, plus \$800 par tonne?

**M. Stricker:** Oui.

**Le président:** Vous avez également dit qu'il faudrait prévoir une installation d'une capacité de 2.5 tonnes pour une maison consommant 1,000 gallons de pétrole? Est-ce exact?

**M. Stricker:** Oui.

**Le président:** Dans ce cas, l'installation d'une pompe à chaleur reviendrait à \$800 plus \$2,000, soit \$2,800?

**M. Stricker:** C'est juste.

**Le président:** Dès que l'échantillon que vous avez utilisé ne soit pas très important, vous dites que les économies réalisées peuvent aller de \$60 à \$300. Pourriez-vous nous dire si vous avez tenu compte du coût d'achat et du coût d'installation de la pompe à chaleur, soit de \$2,800, ainsi que des coûts de l'énergie utilisée par la pompe elle-même. Est-ce que vous avez tenu compte de tous ces coûts dans vos calculs?

**M. Stricker:** Non. Cette somme de \$60 à \$300 constitue l'économie réalisée par rapport à la facture énergétique totale que le consommateur devrait payer en temps normal.



[Texte]

**The Chairman:** But it does not take into consideration the cost of \$2,800?

**Mr. Stricker:** Capital cost. It does not, that is right. Out of that savings he would have to try and justify his expenditure in the heat pump.

**The Chairman:** That would almost wipe out the saving, would it not, over a ten-year period?

**Mr. Stricker:** To wipe out the \$2,800 investment? Well, it may wipe out the \$800 investment in the difference between a heat pump and an air conditioner. If that customer wanted to have air conditioning no matter what...

**The Chairman:** He has to be sold on air conditioning before he could go to the heat pump.

**Mr. Stricker:** Precisely.

**The Chairman:** Right. In other words, you could not justify by your figures the installation of a heat pump by itself.

**Mr. Stricker:** That is right.

**The Chairman:** The customer must want to air condition that home which you illustrated, before he would go the rest of the way.

**Mr. Stricker:** That is right.

**The Chairman:** I see. Now I can understand better that the savings would be for a person who would wish to install air conditioning in his home; if he went the rest of the way, he may realize a savings of \$60 or \$300.

**Mr. Stricker:** That is right.

Now with electric heating, if a customer had a bill of \$1,000 a year for space heating and the heat pump will save 35 per cent of the bill, \$350, there may be enough money available there to pay back the original investment in the entire heat pump, not just the difference between heat pump and air conditioner.

**The Chairman:** Right.

If you install just the heat pump, what would the cost be?

**Mr. Stricker:** You should look at it this way: when you buy just the heat pump, you get air conditioning free, because the heat pump has to have a reversing cycle to defrost it around the 35 to 40 degree fahrenheit outdoor temperature range. You get air conditioning for free.

**The Chairman:** Right. So that may be a selling point for the manufacturers to remember.

**Mr. Stricker:** Yes, that is right.

**Mr. Rose:** You say free?

**Mr. Stricker:** No, but I am talking about the function of air conditioning. If you buy a heat pump, the capability to air condition is already included in the piece of equipment. You would still have to pay for the energy to air condition.

[Traduction]

**Le président:** Vous n'avez donc pas tenu compte du coût initial de \$2,800?

**M. Stricker:** En effet, nos calculs ne tiennent pas compte des coûts d'investissement. Il faudrait calculer le montant des économies réalisées à long terme par rapport au coût d'acquisition de la pompe à chaleur.

**Le président:** Je suppose que l'amortissement du coût de la pompe risque de réduire à néant ces économies pendant une période de 10 ans au moins?

**M. Stricker:** Vous parlez d'amortir les coûts d'investissement de \$2,800? En tout cas, vous pouvez être certain que la différence de \$800 qui existe entre le coût d'une pompe à chaleur et celui d'un climatiseur sera amorti. Si le consommateur souhaite installer un climatiseur...

**Le président:** Il faut d'abord qu'il achète un climatiseur avant de songer à une pompe à chaleur.

**M. Stricker:** Justement.

**Le président:** D'accord. En d'autres termes, une pompe à chaleur n'est pas rentable en elle-même?

**M. Stricker:** C'est exact.

**Le président:** Le consommateur doit d'abord décider de climatiser sa maison avant de songer à acquérir une pompe à chaleur.

**M. Stricker:** C'est exact.

**Le président:** Je comprends. Cela signifie qu'une personne qui souhaiterait installer la climatisation dans sa maison pourrait économiser de \$60 à \$300 par an en utilisant en plus une pompe à chaleur?

**M. Stricker:** C'est exact.

Passons maintenant au chauffage électrique. Le consommateur qui doit payer une facture de chauffage de \$1,000, par an peut économiser 35 p. 100 de cette facture, soit \$350, en acquérant une pompe à chaleur. Il est probable que les économies qu'il réalisera lui permettront d'amortir le coût total de la pompe à chaleur, et pas seulement la différence de coût entre une pompe à chaleur et un climatiseur.

**Le président:** C'est exact.

Si vous n'installez que la pompe à chaleur, quel serait le coût d'installation?

**M. Stricker:** Essayez d'envisager les choses sous cet angle: Lorsque vous achetez une pompe à chaleur, vous n'avez plus besoin de climatiseur, étant donné que le cycle de la pompe à chaleur peut être inversé et rafraîchir l'air ambiant jusqu'à une température d'environ 35 à 40 degrés Fahrenheit. C'est pour cette raison que je dis que vous aurez l'air climatisé gratuitement.

**Le président:** Je comprends. C'est un argument que les fabricants doivent exploiter.

**M. Stricker:** C'est vrai.

**M. Rose:** Vous dites gratuitement?

**M. Stricker:** Nous parlons de la fonction d'un climatiseur. Une pompe à chaleur peut également faire office de climatiseur. Il s'agit d'un seul et même dispositif. Néanmoins, vous devrez payer le coût de l'énergie utilisée par le climatiseur.

[Text]

Incidentally, air conditioning itself is a very, very efficient process because it is somewhere around 250 or 300 per cent efficient. One unit of electricity will still move two or three units of heat out of the house, so it is still a very energy efficient process.

**The Chairman:** Mr. Stricker: and then Mr. Rose—when you mentioned that if that house were being heated electrically, it would cost \$1,000 per year; there would be approximately a 35 per cent saving, you said, in electricity with the heat pump?

**Mr. Stricker:** Yes.

**The Chairman:** Is this again taking into consideration that in a house is electrically heated, you would not have the duct work you do in a home heated by forced air by oil; in other words, that would be a further installation cost you must take into consideration.

• 1220

**Mr. Stricker:** There are four basic types of electric heating. The most popular is the one you just mentioned, where you would have baseboard heating. Room-by-room control, no duct system. The second most popular—It is not that popular now, but a lot of houses still have ceiling heating cable. Room-by-room control, no duct system. The third one is a hot water hydronic heating system with a central boiler and circulating pump but no air ducts. The fourth one, which I imagine must represent about five per cent of the market, a very small percentage, is the electric forced air furnace. This has a duct system and an take a heat pump generally.

**Mr. Portelance:** Is that the only system you can put a heat pump in?

**Mr. Stricker:** Yes, that is right.

**The Chairman:** It only has five per cent of the market. Is this because it has only recently become available to the average household?

**Mr. Stricker:** No, I would say it is not popular because it is perhaps one of the most expensive systems you can install as far as the electric heating systems are concerned.

**The Chairman:** In a case that I am aware of, a friend needed a new oil furnace, and rather than put in a new oil furnace he put in an electric furnace. The duct work is already there, in other words.

**Mr. Stricker:** Yes.

**The Chairman:** Mr. Rose.

**Mr. Rose:** Yes, I am interested in that line of questioning too, having to do with the economics of it. It seems to me that just about the time you pay for the heat pump it breaks down, and therefore it is a difficult system to justify, on the basis of economics, for single-family dwellings. It is tentative at the moment only. Would you agree with that?

**Mr. Stricker:** It seems to me that you would have to look at a specific example. Most dealers are offering a five-year

[Translation]

A propos, le processus de climatisation est en lui-même un processus très efficace, puisque son rendement atteint 250 ou 300 p. 100. Une unité d'électricité permet de déplacer à l'extérieur de la maison deux ou trois unités de chaleur. Il s'agit donc d'un processus très efficace.

**Le président:** Monsieur Stricker et monsieur Rose... Vous avez dit que l'installation d'une pompe à chaleur dans une maison dont la facture de l'électricité s'élève à \$1,000. par an permettrait d'économiser environ 35 p. 100 de cette somme.

**M. Stricker:** C'est cela.

**Le président:** Lorsque vous comparez les coûts entre une maison chauffée à l'électricité et une maison chauffée au pétrole par exemple, je suppose que vous ne tenez pas compte du coût des conduites d'air pulsé, etc. Ce sont des coûts d'installation dont il faudrait tenir compte.

**M. Stricker:** Il existe essentiellement quatre types de chauffage électrique. Le plus populaire est celui dont vous venez de parler, il s'agit d'un système à air pulsé au niveau des plinthes. La température est contrôlée pièce par pièce et il n'y a pas de conduite. Le second est moins populaire de nos jours, mais il se retrouve encore dans de nombreuses maisons: il s'agit d'un système de chauffage par câble au niveau du plafond. La température est contrôlée pièce par pièce et il n'y a pas non plus de conduite. Le troisième est un système de chauffage central hydraulique à eau chaude: il comporte une chaudière centrale et une pompe de circulation, mais il n'y a pas de conduite d'air. Le quatrième, qui doit représenter environ 5 p. 100 du marché, utilise une chaudière électrique à air forcé et comporte une système de conduite. De façon générale, on peut l'équiper d'une pompe à chaleur.

**M. Portelance:** Est-ce que c'est le seul système que l'on peut équiper d'une pompe à chaleur?

**M. Stricker:** En effet.

**Le président:** Ce système de chauffage ne représente que 5 p. 100 du marché. Cela est-il dû au fait qu'il n'est que depuis récemment à la portée du propriétaire moyen?

**M. Stricker:** Non, je dirais qu'il n'est pas très populaire parce que cela est un système de chauffage électrique parmi les plus coûteux qui existent.

**Le président:** Un exemple particulier me vient à l'esprit: un de mes amis avait besoin d'installer une nouvelle chaudière à mazout, et il a installé à la place une chaudière électrique. En d'autres termes les conduits existaient déjà.

**M. Stricker:** Oui.

**Le président:** Monsieur Rose.

**M. Rose:** Je m'intéresse également aux avantages économiques de ces systèmes. Si j'ai bien compris, une pompe à chaleur risque d'être en panne peu après que son coût ait été amorti, et cela n'est pas tellement intéressant pour les résidences unifamiliales. Disons que, pour le moment, ce n'est qu'un essai. Êtes-vous d'accord avec moi là-dessus, monsieur Stricker?

**M. Stricker:** Je vais prendre un exemple précis. La plupart des concessionnaires de pompes à chaleur offrent une garantie



[Texte]

contract which costs \$300 for the five-year period. My understanding is that for five years you have no worries because the dealer will stand behind his product.

**Mr. Rose:** Yes, but if the cost is \$2,800—You replace a thousand gallons a year oil, plus \$2,800 for installation. We learn now that \$300 is the guarantee to make sure the thing functions for five years, so that is \$3,100. At the best it is a \$300 a year saving, according to your research, so five years at \$300 is \$1,500. There are some alternative benefits, such as air conditioning, which you would not have otherwise. You are paying for more stuff. It does not seem particularly attractive to me, as a homeowner, to install one of these things; the economics at the moment do not seem to be there. I have been able to function up to now without air conditioning, although I have not lived in Ottawa or in Toronto. That might make it more attractive to me. The economics do not seem to be there.

**Mr. Stricker:** That is right. If you do not want air conditioning as a prerequisite, the economics are really not there today.

**Mr. Rose:** How much would it cost me to run a little one that I could put in my bedroom window?

**Mr. Stricker:** You cannot buy one in Canada.

**Mr. Rose:** I have seen them stuck in the windows.

**Mr. Stricker:** Window air conditioners, you mean?

**Mr. Rose:** Yes.

**Mr. Stricker:** Oh, all right. I thought you meant window heat pumps, which are available in Florida and in Japan. A window air conditioner may cost in the order of \$300.

**Mr. Rose:** I think what we have to clarify for our own thinking is that really it is a conservation technology. Heat pumps are really the same as insulation. You change your energy, you concentrate it, that sort of thing, but it is not really an alternative energy source. It is an alternative energy technology or a conservation technology. You capture what was normally wasted and you try to use it, so you are recapturing.

**Mr. Stricker:** That is right.

**Mr. Rose:** It is the same as putting insulation in your roof.

**Mr. Stricker:** In my own context, I do not quite see it that way. I think putting insulation in your roof allows you to use less of whatever source you were using to heat your house. The heat pump, in a sense, does the same thing. However, it does it by using some of the low-grade energy that is available from outdoor air and moves that energy into the structure, you see.

• 1225

**Mr. Rose:** I do not know if Ontario Hydro did this, but I know that low-interest loans were given to people by B.C. Hydro if they would insulate their houses. Did Ontario Hydro ever do that, embark on that program?

**Mr. Stricker:** No, they have not.

[Traduction]

de 5 ans moyennant environ \$300. Cela signifie que pendant 5 ans, l'acheteur n'a pas de souci à se faire puisqu'il a des garanties.

**M. Rose:** Vous avez parlé d'un coût de \$2,800. Pour pouvoir remplacer 1.000 gallons de pétrole par an, vous devez donc déboursier \$2,800 pour installer une pompe à chaleur, et vous nous dites maintenant qu'il faut ajouter encore \$300 afin de bénéficier d'une garantie de 5 ans. Nous en arrivons donc à \$3,100. Dans le meilleur des cas, vous pourrez économiser \$300 par an, ce qui fait qu'au bout de 5 ans, vous aurez économisé \$1,500. Bien sûr, vous aurez certains autres avantages, comme la climatisation. Vous payez plus cher pour avoir des avantages supplémentaires, mais en tant que propriétaire, je ne trouve pas particulièrement intéressant d'installer ce genre de matériel. Pour le moment, il semble que cela ne soit pas très rentable. Je me suis passé jusqu'à présent de climatisation. Il est vrai que si j'avais vécu à Ottawa ou à Toronto, j'y aurais peut-être pensé davantage. Néanmoins, ce que vous proposez ne semble pas très rentable.

**M. Stricker:** C'est exact. L'installation d'une pompe à chaleur n'est pas rentable si vous ne voulez pas par ailleurs de climatisation.

**M. Rose:** Combien coûte une petite pompe à chaleur que je pourrai installer contre la fenêtre de ma chambre?

**M. Stricker:** Il n'en existe pas sur le marché au Canada.

**M. Rose:** J'en ai déjà vu installer derrière une vitre.

**M. Stricker:** Vous voulez parler des climatiseurs?

**M. Rose:** Oui.

**M. Stricker:** Ah bon. Je pensais que vous vouliez parler des pompes à chaleur que l'on installe contre les vitres et que l'on peut acheter en Floride et au Japon. Un climatiseur de ce genre coûte environ \$300.

**M. Rose:** Nous devons considérer les pompes à chaleur comme un moyen de conserver l'énergie. C'est un peu comme l'isolation thermique des maisons. Vous pouvez utiliser au maximum votre énergie, mais une pompe à chaleur n'est pas vraiment une source d'énergie nouvelle. Il s'agit plutôt d'une technique de conservation. Vous essayez de récupérer l'énergie perdue et de l'utiliser.

**M. Stricker:** C'est exact.

**M. Rose:** C'est un peu lorsque vous isolez votre maison.

**M. Stricker:** Je ne vois pas les choses tout à fait de cette façon. En isolant votre maison, vous réduisez votre consommation d'énergie pour le chauffage de votre maison. En un sens, la pompe à chaleur remplit la même fonction. Cependant, elle prélève dans l'atmosphère de l'énergie de moindre qualité qu'elle amène dans la structure.

**M. Rose:** Je sais que B.C. Hydro a accordé aux gens qui voulaient isoler leur maison des prêts à faible taux d'intérêt. Est-ce que Ontario Hydro en a fait autant?

**M. Stricker:** Non.



[Text]

**Mr. Rose:** Have they ever considered, since you are such an enthusiast of heat pumps, making low-interest loans in order to recapture and save some of the energy that is now being expended or wasted? Would that be a reasonable policy for a hydro company interested in conservation?

**Mr. Stricker:** It sounds like a reasonable policy. However, I am not prepared to make any policy statement on behalf of Ontario Hydro. It is not my place to do that.

**Mr. Rose:** No, no. I know that.

**Mr. Stricker:** I believe that some new directions in this general area are being considered in the energy conservation division.

**Mr. Rose:** Let us take it away from your own particular job because I would not want you to be vulnerable in speaking beyond your own sort of guidelines re Ontario Hydro and its policy. Would it be a reasonable proposition for us to recommend a government system, such as the CHIP program for insulation loans, for people who are willing to invest in heat pumps as an energy saver?

**The Chairman:** Mr. Rose, I do not want to interrupt but I do not think it is fair to ask Mr. Stricker to involve himself in his opinions on what the policy should be I think he has already mentioned that he is hesitant about getting into that field.

**Mr. Rose:** I want to get him out of hydro and to advise us as to whether he really thinks these things are worthwhile and should be encouraged, because he has just finished saying that we are on the brink of an explosion in the marketplace on these things and there is a reluctance on the part of people to invest in them because, one, they have a history of breaking down and, two, they are not particularly attractive in terms of their economics. So there must be some reason that we are going to go into these things and should they then, in his opinion, be encouraged. Never mind how the use of them should be encouraged.

**The Chairman:** Oh, yes, in his professional capacity.

**Mr. Rose:** Yes. Never mind how they are to be encouraged.

**The Chairman:** Right.

**Mr. Stricker:** Perhaps if I mention what is happening in Germany and in the United States it will give you an indication of what may happen in Canada. Whether your policy or Ontario Hydro policy helps it to happen a little sooner, it is really not...

**Mr. Rose:** Excuse me, sir. This committee is charged with making certain kinds of recommendations to government on the basis of some of the information we gather here, so what you can tell us can be very helpful.

**Mr. Stricker:** I will try. In Germany the RWE, which is the electric power authority of Germany, indicated that they foresee the residential heat pump, which is used for heating only in Germany because air conditioning is not required, as being a major contributor to energy conservation and to reduce their dependence on imported oil. Presently there are somewhere around 30,000 heat pumps operating in Germany. The

[Translation]

**M. Rose:** Puisque vous êtes si enthousiasmé par les pompes à chaleur, pouvez-vous nous dire si cette société a songé à consentir des prêts à faible taux d'intérêt de manière à capter une partie de l'énergie actuellement inutilisée ou gaspillée? Cette politique serait-elle conforme aux intérêts d'une compagnie d'électricité s'intéressant à la conservation?

**M. Stricker:** Elle le paraît. Toutefois, je ne peux pas me prononcer sur les politiques d'Ontario Hydro. Je ne suis pas qualifié pour cela.

**M. Rose:** Non. Je comprends bien.

**M. Stricker:** Je crois que la division chargée de la conservation de l'énergie prévoit de nouvelles orientations dans ce domaine général.

**M. Rose:** Écartons ce sujet car je ne voudrais pas qu'on vous critique pour avoir dépassé vos attributions en vous prononçant sur la politique d'Ontario Hydro. Pensez-vous que nous puissions recommander une aide de l'État, sur le modèle du programme CHIP grâce auquel on peut obtenir des prêts pour l'isolation thermique, dans le cas des gens qui veulent acheter des pompes à chaleur pour économiser de l'énergie?

**Le président:** Je ne voudrais pas vous interrompre, monsieur Rose, mais je ne crois pas qu'on puisse demander à M. Stricker de se prononcer sur ce que devrait être la politique. Il a déjà dit qu'il hésitait à en parler.

**M. Rose:** Je voudrais qu'il fasse abstraction de l'énergie hydro-électrique et qu'il nous dise s'il estime que ces dispositifs sont valables et qu'il faut en encourager l'adoption, car il vient de dire qu'ils sont sur le point de sortir sur le marché, mais que les gens hésitent à les acheter dans la mesure où, d'une part, on sait qu'ils tombent fréquemment en panne et où, d'autre part, leur prix de revient est relativement prohibitif. Il doit donc y avoir une bonne raison pour que nous adoptions ces appareils et, à son avis, faudrait-il encourager cela? Faudrait-il encourager leur utilisation, peu importe la manière dont on l'encouragera.

**Le président:** D'accord, si vous voulez son avis en tant que professionnel.

**M. Rose:** Oui. Peu importe la manière dont on les encouragera.

**Le président:** Effectivement.

**M. Stricker:** Il suffira sans doute que je vous dise ce qui se passe en Allemagne et aux États-Unis pour que vous ayez une idée de ce qui risque de se produire au Canada. Que votre politique ou celle d'Ontario Hydro en précipite l'avènement, ce n'est pas vraiment...

**M. Rose:** Excusez-moi, monsieur. Ce comité a été chargé de présenter certaines recommandations au gouvernement à partir des renseignements qu'il aura pu recueillir; par conséquent, ce que vous nous direz nous sera très utile.

**M. Stricker:** Je vais essayer. En Allemagne, la REW, société responsable de l'énergie électrique, a fait savoir que l'utilisation résidentielle de la pompe à chaleur, qu'on utilise uniquement pour le chauffage puisqu'on n'a pas besoin d'air climatisé en Allemagne, permettrait d'économiser énormément d'énergie et de réduire la dépendance du pays par rapport aux importations de pétrole. À l'heure actuelle, environ 30,000

[Texte]

utility there has been given the go ahead to encourage the use and application of heat pumps and they are doing a considerable amount of field tests and development work on hot water heat pumps. These are heat pumps that heat hot water for their hydronic heating systems.

In Denmark there are government incentives available for people to use water-to-water heat pumps—again, they have hydronic heating systems—and also to purchase and use heat pumps which operate together with heat-recovery devices.

• 1230

In Denmark houses are built to a certain very high standard of air-tightness and forced ventilation is required to provide fresh air for health and comfort. There are incentives for people to purchase heat recovery devices—these are passive devices—and also incentives to purchase heat pumps which work together with the heat recovery devices to improve their efficiency; these are small heat pumps. The system sells for about \$1,000 or so. There are incentives for the customer to buy water type heat pumps for heating domestic water as well. In the United States, I believe there are low-interest loans available for purchasing heat pumps for space heating and in some states for domestic water heating. Approximately one quarter of all new housing in the United States has a heat pump installed.

**Mr. Rose:** Single family houses?

**Mr. Stricker:** That is right. My understanding is that air conditioning is a higher priority item in the United States than it would be in most parts of Canada, so that may be part of the reason, one may then be able to justify the additional cost if air conditioning is required to begin with. So, those are the indicators that I see around Canada. Because energy prices are generally considerably lower than in most American cities and for sure in most European cities, the financial incentive is still not as great as it is in other parts of the world, but certainly the picture is going to change and the incentives will be greater towards making the investment in heat pumps.

**Mr. Rose:** You are not planning to quit your job and go into the heat pump business are you? I wonder whether you could tell us—I do not know how many others want to...

**The Chairman:** Mr. MacBain is waiting and Mr. Clay and Mr. DeGrace.

**Mr. Rose:** Well, besides congratulating Mr. Stricker on the excellent drawings his little boys did—it was really very helpful to see that thing in all its simplicity and it was a very fine presentation—I think what I would like to finally ask you is whether or not you feel that there is a district heating application that might be worthy of more pursuit than we are giving it at the moment; in other words for a multi-dwelling building or several inter-connected suburban, single-family dwellings; to operate a heat pump, a large installation heat pump to serve several dwellings or multi-dwellings.

[Traduction]

pompes à chaleur fonctionnent en Allemagne. La compagnie d'utilité publique a eu le feu vert pour encourager l'utilisation et l'application des pompes à chaleur, et de nombreux essais sont en cours afin de mettre au point l'utilisation de ces pompes pour le chauffage de l'eau qui circule dans les appareils de chauffage central.

Au Danemark, l'État a mis en place des mesures incitatives pour que les gens utilisent des pompes à chaleur à circulation d'eau—là-bas aussi le chauffage central fonctionne à l'eau—et pour qu'ils achètent et utilisent aussi des pompes à chaleur couplées à des appareils permettant de récupérer la chaleur.

Au Danemark, les maisons sont construites en fonction d'une très forte étanchéité à l'air de sorte qu'une ventilation par air pulsé y est nécessaire pour renouveler l'air et assurer confort et santé. Des mesures sont en place pour inciter les gens à acheter des appareils permettant de récupérer la chaleur qui reste... ce sont des dispositifs passifs... et pour les inciter aussi à acheter des pompes à chaleur qui peuvent être couplées à ces appareils et qui en augmentent le rendement; il s'agit là d'une petite pompe à chaleur. L'appareil coûte à peu près \$1,000. On incite le consommateur à acheter des pompes à chaleur destinées à chauffer l'eau domestique. Dans certains états américains, je crois qu'il existe des prêts à faible taux d'intérêt pour l'achat de pompes à chaleur destinées au chauffage des locaux ainsi qu'au chauffage de l'eau. Aux États-Unis, près d'un quart des maisons neuves sont dotées de pompes à chaleur.

**M. Rose:** Ce sont des maisons individuelles?

**M. Stricker:** Exactement. Je crois que la climatisation importe beaucoup plus aux États-Unis que dans la plupart des régions du Canada et c'est sans doute en partie la raison; les frais supplémentaires sont ainsi justifiés si, au départ, la climatisation est nécessaire. Voilà donc les facteurs que je constate au Canada. Dans la mesure où le prix de revient de l'énergie est nettement inférieur à ce qu'il est dans la plupart des villes américaines et, en tout cas, dans la plupart des villes européennes, on a moins intérêt qu'ailleurs à acheter des pompes à chaleur, mais il est indéniable que la situation évoluera et que l'incitation sera plus grande.

**M. Rose:** Vous n'avez pas l'intention de quitter votre travail pour vous lancer dans les pompes à chaleur, n'est-ce pas? Pourriez-vous nous dire... je ne sais pas combien d'autres voudraient...

**Le président:** Monsieur MacBain attend son tour de même que monsieur Clay et monsieur DeGrace.

**M. Rose:** Je tiens à féliciter monsieur Stricker des excellents dessins faits par ses petits garçons... c'est très instructif de voir cette chose-là dans toute sa simplicité, et l'exposé était excellent. Pour terminer, je voudrais que vous nous disiez s'il existe un mode de chauffage collectif auquel on ne s'attache pas suffisamment pour le moment; autrement dit, serait-il possible d'installer une grande pompe qui chaufferait des immeubles collectifs ou plusieurs maisons reliées entre elles.



[Text]

**Mr. Stricker:** Well I have seen applications such as you are describing in Germany. In one application they used a very large plate heat exchanger to extract heat from the Rhine River and deliver the heat to a number of dwellings next to this plant so it is a mini-district heating application. It delivers water at about 180°F for space heating and domestic water heating. There was another proposal to use a heat recovery heat pump in a sewage treatment plant that would cool the sewage before it discharged and deliver the heat for space heating adjoining buildings.

**Mr. Rose:** Thank you.

**Mr. Stricker:** Those are two specific examples I can think of.

**The Chairman:** Mr. Clay and Mr. DeGrace.

**Mr. Clay:** You indicated that the cost of an air-to-air heat pump for a typical bungalow might be in the range of \$2,500 to \$3,000. Could you, for the same home, if it were being constructed now, indicate what the approximate cost would be for an air-to-ground heat pump?

**Mr. Stricker:** It is very difficult for me to say because the largest unknown is the cost of labour at the site to bury the pipeline and for installation of the plumbing and hardware and the controls.

**Mr. Clay:** Would it be very much larger, say double, or not that much?

• 1235

**Mr. Stricker:** I really hate to commit myself, because most systems that I am aware of are experimental, where a do-it-yourselfer may actually do the work and then claim that he did it for half the price of a commercial unit and he does not value his labour in real terms. I would say that if it were out in the open market and you had to pay for a contractor to come and excavate and lay the pipe, check for leaks, make the final connections, install the proper controls, it would end up costing considerably more than an air source heat pump.

If you can imagine, a manufacturer has excellent control over the price of the product as long as the major component of labour is done in plant. Once you find that you have to do a lot of site labour, the costs become virtually astronomical. I do not know if you are familiar with the latest heat pumps you can purchase, but they have quick-connect terminals on all the plumbing, so the installation of a heat pump is a matter of putting the components down in the right places, bending a couple of pipes in place and then turning a couple of nuts tight and hooking up the power supply and you are finished. That generally turns out to be a fairly expensive cost component, just the installation at the home. Once you have to go into another trade to put the buried pipeline in and then do considerably more plumbing and checking and filling the system, it seems to me that you are going to run into much higher costs.

[Translation]

**M. Stricker:** J'ai vu des applications de ce genre en Allemagne. Dans un cas, on utilise un échangeur de chaleur composé d'une très grande plaque qui permet d'extraire la chaleur du Rhin et de l'amener vers plusieurs logements avoisinants; ce qui constitue donc un mini-chauffage collectif. L'eau, qui est amenée par ce dispositif et dont la température est d'environ 180 degrés Fahrenheit, permet de chauffer les locaux ainsi que l'eau à usage domestique. On a également songé à utiliser une pompe pour récupérer la chaleur d'une usine d'épuration des eaux; on refroidirait les eaux usées et l'on se servirait de la chaleur ainsi récupérée pour chauffer les bâtiments avoisinants.

**M. Rose:** Merci.

**M. Stricker:** Ce sont deux exemples précis qui me viennent à l'esprit.

**Le président:** Monsieur Clay, puis monsieur DeGrace.

**M. Clay:** Vous avez signalé qu'une pompe à chaleur air-air coûterait entre \$2,500 et \$3,000 pour un bungalow type. A supposer qu'on en construise actuellement, pourriez-vous me dire à combien reviendrait approximativement une pompe à chaleur air-sol pour la même maison?

**M. Stricker:** Il m'est très difficile de le dire, car la principale inconnue, c'est le prix de revient de la main-d'œuvre nécessaire pour enfouir la conduite et pour installer la tuyauterie, les éléments et les appareils de contrôle.

**M. Clay:** Serait-ce beaucoup plus élevé, le double par exemple, ou moins?

**M. Stricker:** J'hésite beaucoup à avancer un chiffre, car la plupart des dispositifs que je connais sont au stade expérimental, de sorte qu'un bricoleur peut faire le travail et prétendre par la suite que cela lui est revenu à la moitié du prix de vente de l'appareil, mais il ne compte pas le temps qu'il y a passé en termes réels. Selon moi, si le dispositif était commercialisé et qu'il fallait payer un entrepreneur pour faire les travaux d'excavation, poser la canalisation, vérifier l'étanchéité, faire les derniers raccordements et installer les contrôles voulus, cela reviendrait beaucoup plus cher qu'une pompe à chaleur alimentée par air.

Il faut bien voir qu'un fabricant garde un excellent contrôle sur le prix du produit tant que le travail se fait à l'usine. Dès lors qu'une installation sur place est nécessaire, les coûts peuvent devenir astronomiques, selon l'ampleur du travail. Je ne sais pas si vous connaissez les dernières pompes à chaleur, mais toute la tuyauterie est munie d'embouts pouvant être raccordés instantanément, si bien qu'il suffit de poser les éléments à l'endroit voulu, de courber quelques tuyaux puis de serrer quelques écrous et de raccorder le tout au circuit électrique, et c'est terminé. A elle seule, l'installation dans la maison s'avère généralement très onéreuse. A partir du moment où il faut faire appel à un autre corps de métier pour poser la canalisation et faire un nombre plus important de raccordements et de vérifications, les coûts deviennent beaucoup plus élevés.



[Texte]

**Mr. Clay:** So what you are suggesting is that the price of energy will have to be a lot higher than it is now if the added efficiency of the air to ground system is going to be worth while trying to exploit.

**Mr. Stricker:** I would think so.

**Mr. Clay:** You said earlier in your presentation that most companies now offer a five-year guarantee on their equipment. But then you later said that a typical dealer will offer a \$300 service contract for a five-year period. Those two seem to be rather different, to me.

**Mr. Stricker:** I do not want to sound like a slippery salesman, I am not quite sure what the arrangement is. I believe the \$300 contract covers parts and labour for five years and I believe the manufacturer's warranty covers the compressor itself for five years. But I think it would be wise to check with the individual manufacturer to find out what their program is. I really do not want to speak on their behalf.

**Mr. Clay:** So, at the present time, the maintenance cost could be a fairly significant fraction of the energy saving, then, of operating the system?

**Mr. Stricker:** Yes, I would say \$60 a year is the typical value.

**Mr. Clay:** Okay.

I will stop there, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Okay. Mr. DeGrace.

**Mr. DeGrace:** I have two questions. I will try to be quick, because I know we are short of time.

First of all, what would you say is the practical northern limit of application of air source heat pumps for residential use in Canada? And how far north do you think that limit might be pushed, either through technological advances in the foreseeable future or through using ground or water sources rather than air?

**Mr. Stricker:** The COP—the coefficient of performance, or the efficiency of a heat pump—is higher than the factor of two; in other words, you get two units of heat for each unit of electricity down to about 0° Fahrenheit. It is always higher than two, in the modern heat pumps.

If you are going to be applying a heat pump in much colder climates than 0° Fahrenheit as the designed temperature, what will happen is that its contribution over the heating season is going to be that much smaller, because it will operate fewer hours at mild temperatures—if you know what I mean. So you will have to be prepared to install a higher capacity heat pump in colder climates, which will make the investment look less attractive, generally speaking. Besides, air conditioning may not be required in the colder parts, as well, so you will have to justify the entire cost of the heat pump rather than the heat pump portion of the machine.

[Traduction]

**M. Clay:** Autrement dit, il va falloir que le prix de l'énergie atteigne un niveau beaucoup plus élevé qu'actuellement pour qu'il soit rentable d'exploiter le rendement supplémentaire du système air-sol.

**M. Stricker:** Je le crois.

**M. Clay:** Tout à l'heure, au cours de votre exposé, vous avez dit que la plupart des sociétés garantissent actuellement leur matériel pour cinq ans, mais vous avez dit par la suite que les commerçants offrent ordinairement un contrat d'entretien de \$300 pour une période de cinq ans. Les deux choses me paraissent assez différents.

**M. Stricker:** Ne croyez pas que c'est de la ruse de ma part, mais je ne sais pas très bien en quoi consiste l'arrangement. Je crois que le contrat de \$300 couvre les pièces et la main-d'œuvre pendant cinq ans tandis que la garantie du fabricant couvre le compresseur lui-même pendant la même période. Cependant, je crois qu'il serait préférable de le vérifier auprès des fabricants. Je ne voudrais pas me prononcer à leur place.

**M. Clay:** A l'heure actuelle, par conséquent, les frais d'entretien représenteraient une portion assez importante de l'économie d'énergie réalisée grâce à l'exploitation de ce système?

**M. Stricker:** Oui, et je situerais la moyenne à \$60 par an.

**M. Clay:** Très bien.

Je vais m'arrêter là, monsieur le président.

**Le président:** D'accord. Monsieur DeGrace.

**M. DeGrace:** J'ai deux questions. Je m'efforcerai d'être bref car je sais que nous sommes à court de temps.

Tout d'abord, dans le nord du Canada, jusqu'où pourrait-on doter les maisons de pompes à chaleur utilisant l'air ? Et jusqu'où cette limite pourrait-elle être repoussée, si des innovations techniques surgissaient dans un avenir proche ou si l'on utilisait la température du sol ou de l'eau plutôt que celle de l'air?

**M. Stricker:** Le coefficient de rendement d'une pompe à chaleur est supérieur à deux; autrement dit, on obtient deux unités de chaleur pour chaque unité d'électricité jusqu'à ce qu'on atteigne environ 0° Fahrenheit. Dans les pompes modernes, c'est toujours supérieur à deux.

Si l'on utilise une pompe à chaleur dans des climats où la température descend beaucoup plus bas que 0° Fahrenheit, son apport diminuera d'autant pendant la saison de chauffage puisqu'elle fonctionnera pendant un nombre d'heures inférieur et à des températures moyennes, si vous voyez ce que je veux dire. La capacité des pompes à chaleur devrait donc être plus élevée dans les climats plus froids, ce qui aura généralement pour effet de rendre cet investissement moins intéressant. En outre, dans les régions plus froides, on n'aura sans doute pas besoin de climatisation, de sorte qu'il faudra justifier le prix de revient de la totalité du dispositif et non pas seulement de la pompe à chaleur proprement dite.

Pour l'instant, il m'est vraiment impossible de dire quelle serait la limite septentrionale. Pour cela, il faudrait faire de

I really could not say at this time what the upper limit would be. One would have to do a considerable amount of

[Text]

study regarding degree days of the various zones, the specific example you have in mind for application, and the cost of energy.

**Mr. John DeGrace (Science and Technology Division, Library of Parliament):** Okay. The other question is an environmental one. I can only think of one possible environmental problem with regard to heat pumps which I have not seen in print anywhere, and I would like to toss it out and just see what you say. That relates to the use of fluorocarbons such as Freon as the working fluid in heat pumps. Fluorocarbons, of course, have been linked, through emissions from aerosol spray cans and discarded refrigerators, and so on, to the deterioration of the ozone layer in the upper atmosphere. I am interested in your opinion as to whether the massive shift to the use of heat pumps in the developed world would enhance this problem or not.

**Mr. Stricker:** It seems to me that you would have a much greater impact on the environment by using spray cans than you would by using heat pumps, because the intended use of the refrigerant in the heat pump is for the refrigerant to stay in the system and in most cases, I must say, the refrigerant does not leak out. There may be three and a half to four pounds of refrigerant charge in the heat pump.

**Mr. DeGrace:** But eventually, whether it is refrigerator or a heat pump, the unit is discarded.

**Mr. Stricker:** That is right. I was thinking of the example where, when you buy an aerosol can, you release the Freon as you use up the can. In that case, all the Freon produced for the spray can industry ends up in the atmosphere, whereas there is a longer residence period in the heat pump, you might say, before it gets discarded. I really do not have any idea of what the comparison is in the tons of Freon going to spray cans versus the tons of Freon going into the heat pump production. I really could not say.

**Mr. DeGrace:** That is fine for now. Thank you very much.

**The Chairman:** Before we close, I think John Graham had a short question.

**Mr. Graham:** I am not sure whether I understand this correctly or not. Perhaps you can clarify it for me. The savings that will come from installing a heat pump come about because of the price of oil and because of the savings a person can realize if they are interested in having air conditioning. But these savings will come about if the heat pump is used all year. Right? If that is the case, will we not end up using more energy than we use now? In other words, although we are saving dollars, will we not in fact be using more energy? What does this mean in terms of conservation?

**Mr. Stricker:** I think we will have to start from the amount of energy that is required to produce the electricity that the heat pump will use. The first assumption is that the heat pump will operate during mild weather when its efficiency is going to be 350 per cent. That means for one unit of whatever fuel you are burning or using up to produce electricity, you will get 1.2 or 1.3 units of heat into the house if you use the heat pump for space heating.

[Translation]

longues études en tenant compte de la température des diverses zones, du type de dispositifs et du coût de l'énergie.

**M. John DeGrace (Division de la science et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Bien. Mon autre question porte sur l'environnement. En ce qui concerne les pompes à chaleur, je vois un seul problème auquel aucun document ne fait allusion, et je voudrais savoir ce que vous en pensez. Il s'agit de l'emploi des fluorocarbures, comme le fréon, qui circulent dans les pompes à chaleur. C'est aux fluorocarbures, libérés par les bombes aérosols et les réfrigérateurs mis au rebut, qu'on a attribué la détérioration de la couche d'ozone de l'atmosphère. Pensez-vous que l'utilisation massive des pompes à chaleur dans le monde industrialisé aggraverait ce problème?

**M. Stricker:** Il me semble que les risques écologiques sont beaucoup plus grands dans le cas des bombes aérosols que dans celui des pompes à chaleur, car l'agent réfrigérant est fait pour rester dans la pompe et, ordinairement, il n'y a pas de fuite. Il peut y avoir entre 3 livres et demie et 4 livres de réfrigérant dans une pompe à chaleur.

**M. DeGrace:** Oui, mais qu'il s'agisse d'un réfrigérant ou d'une pompe à chaleur, on finit par s'en débarrasser.

**M. Stricker:** Effectivement. Je songeais à l'exemple suivant: quand vous achetez une bombe aérosol, vous en libérez le fréon à mesure que vous l'utilisez. Dans ce cas, la totalité du fréon produit pour les bombes aérosols est libérée dans l'atmosphère, tandis qu'il reste plus longtemps dans les pompes à chaleur. Je ne saurais vous dire combien de tonnes de fréons sont utilisées pour la fabrication des bombes aérosols par rapport à ce qui entre dans la production des pompes à chaleur.

**M. DeGrace:** C'est suffisant pour l'instant. Merci beaucoup.

**Le président:** Avant que nous levions la séance, je crois que M. John Graham voudrait poser une brève question.

**M. Graham:** Je ne suis pas sûr d'avoir bien saisi. Sans doute pourriez-vous me donner une explication. L'économie réalisée grâce à l'installation d'une pompe à chaleur est tributaire du prix du pétrole et de l'économie qu'on peut réaliser si l'on veut avoir l'air climatisé. Néanmoins, cette économie n'est possible que si l'on utilise la pompe à chaleur tout au long de l'année, n'est-ce pas? Dans ce cas, n'allons-nous pas finir par utiliser davantage d'énergie qu'à l'heure actuelle? Autrement dit, même si nous épargnons des dollars, nous risquons en fait d'utiliser davantage d'énergie. Qu'est-ce que cela signifie du point de vue de la conservation?

**M. Stricker:** Je crois qu'il faut commencer par la quantité d'énergie nécessaire pour produire l'électricité que consommera la pompe à chaleur. La première hypothèse est que la pompe à chaleur fonctionnera pendant les périodes où le climat est tempéré, auquel cas son rendement sera de 350 p. 100. Cela signifie que pour chaque unité de combustible utilisée pour produire de l'électricité, on obtiendra 1.2 ou 1.3 unités de chaleur à l'intérieur de la maison, si l'on utilise la pompe à chaleur comme mode de chauffage.



[Texte]

You will be using less oil, a considerable amount less. You will be using in the order of 25 per cent of the oil that you use without the heat pump. So your oil consumption will go from 1,000 gallons to about 250 gallons.

• 1245

If you look at the total amount of coal you are burning, if you wish, 7500 pounds of oil will be displaced by about 6500 pounds of coal. So you will be using less energy and it is going to be a different form of energy, depending on what the local utility is using to generate that electricity with.

**Mr. Graham:** But in fact most residences in the country do not have air conditioning. So if we had air conditions running in residences all year round, would not the total energy consumption increase?

**Mr. Stricker:** I see what you are driving at. The air conditioning load in Canada is still relatively small. The amount of air conditioning required in Canada is also relatively small. The number of hours of air conditioning in the Toronto area, for example, is in the order of 100 or 200 hours. That is all that is required, normally.

**Mr. Graham:** But you mentioned you had to be sold on having air conditioning to make these economical.

**Mr. Stricker:** That is right.

**Mr. Graham:** In other words, ultimately the installation of heat pumps around the country might lead to an increase in energy use?

**Mr. Stricker:** I think before you make a statement like that you will have to look at the amount of energy used for heating and the amount of energy used for cooling, and then look at the additional amount of cooling you will have as a result of heat pumps. Generally that ratio is about ten to one. You need ten times more energy for heating than you do for cooling.

**Mr. Graham:** So it is your feeling, then, that it would be an energy saver as well as a dollar saver, in total?

**Mr. Stricker:** In total I think it would be. I think it has the additional benefit that the heat pump gives you an alternate way of providing that space-heating energy. It makes it possible to use other sources of energy to generate the electricity and provide space heating in the house without having to use the conventional fossil fuel at the house. If it is a nuclear-based utility, it will use nuclear energy to provide space heating. How else can you possibly use nuclear energy to provide space heating directly, if not through the electric cycle? The electric cycle, through the heat pump, is by far the most efficient way of providing space heating.

**Mr. Graham:** Thank you.

**The Chairman:** Before adjourning, there are just one or two short announcements. I would like to remind members they must be ready at the south door, West Block, at 1:30, for our visit to CANMET. You can grab a sandwich and be at the

[Traduction]

On utilisera donc beaucoup moins de pétrole. On n'utilisera plus que 25 p. 100 du pétrole qu'on utiliserait sans la pompe à chaleur. La consommation de pétrole passera donc de 1,000 gallons à environ 250 gallons.

Prenons la quantité totale de charbon que vous brûlez. Sept mille cinq cents livres de pétrole seront remplacées par environ 6,500 livres de charbon. Vous utiliserez donc moins d'énergie, et ce sera une forme d'énergie différente, en fonction de ce que le Service d'utilités publiques utilise pour générer cette électricité.

**M. Graham:** Mais en fait la plupart de maisons n'ont pas l'air climatisé. Si l'air climatisé fonctionnait dans les maisons tout au long de l'année, la consommation totale d'énergie n'augmenterait-elle pas?

**M. Stricker:** Je vois où vous voulez en venir. La demande énergétique liée à la climatisation demeure relativement faible au Canada, mais on n'a guère besoin non plus de climatisation au Canada. Dans la région de Toronto, par exemple, le nombre d'heures où la climatisation est nécessaire varient entre 100 et 200. C'est tout ce dont on a besoin en temps normal.

**M. Graham:** Vous avez dit cependant que la climatisation devrait être généralisée pour que ce soit rentable.

**M. Stricker:** En effet.

**M. Graham:** Autrement dit, l'installation de pompes à chaleur d'un bout à l'autre du pays risque de provoquer une hausse de la consommation d'énergie.

**M. Stricker:** Avant de pouvoir le dire, il faut voir la quantité d'énergie consommée pour le chauffage et pour la réfrigération, et voir ensuite la quantité supplémentaire de réfrigération, qu'on obtiendra par suite de l'utilisation des pompes à chaleur. La proportion est généralement de 10 à 1. Le chauffage exige 10 fois plus d'énergie que la réfrigération.

**M. Graham:** Vous estimez donc que, dans l'ensemble, cela se traduirait aussi bien par une économie d'énergie que par une économie d'argent.

**M. Stricker:** Dans l'ensemble, je crois que oui. L'avantage supplémentaire de la pompe à chaleur, c'est qu'elle offre une autre source d'énergie pour le chauffage des locaux. Elle permet d'utiliser d'autres sources d'énergie pour fabriquer de l'électricité et assurer le chauffage des maisons sans qu'on ait besoin de recourir aux combustibles fossiles classiques. Dans le cas d'une centrale nucléaire, on utilisera l'énergie atomique pour chauffer les locaux. Quel autre moyen avez-vous d'utiliser l'énergie nucléaire pour assurer directement le chauffage des locaux, sinon par l'intermédiaire du cycle électrique? Le cycle électrique par l'intermédiaire de la pompe à chaleur, représente de loin la manière la plus efficace de chauffer les locaux.

**M. Graham:** Merci.

**Le président:** Avant de lever la séance, j'ai une ou deux choses à vous communiquer. Je rappelle aux députés qu'ils doivent se trouver à 13 h 30 devant l'entrée sud de l'édifice de l'Ouest, pour notre visit de CANMET. Vous pouvez attrapper



*[Text]*

south door down here at 1:30. This is for the members and staff.

For tomorrow's meeting with the Economic Council of Canada, Mr. Slater was slated to be the witness. Unfortunately he cannot make it. It will be Dr. Peter Cornell, Senior Policy Adviser, accompanied by Dr. Ross Preston.

I would like to thank Mr. Stricker for his presentation, the very novel way in which he presented it, and for appearing here and answering all our questions.

Thank you very much, sir.

**Mr. Portelance:** Mr. Chairman, I move that both the document we had by Mr. Clark today and the one introduced last week be appended to the *Proceedings* of today.

**The Chairman:** The meeting is adjourned.

*[Translation]*

un sandwich et vous retrouver en bas devant l'entrée sud à 13 h 30. Cela intéresse les députés ainsi que les membres du personnel de soutien.

Demain, nous devons accueillir M. Slater, qui représente le Conseil économique du Canada. Malheureusement, il ne pourra pas venir. Il sera donc remplacé par M. Peter Cornell, conseiller supérieur en matière de politique, et par M. Ross Preston.

Je tiens à remercier M. Stricker de son exposé et de la manière entièrement nouvelle dont il l'a présenté; je le remercie également d'avoir bien voulu comparaître et répondre à toutes nos questions.

Merci beaucoup, monsieur.

**M. Portelance:** Monsieur le président, je propose que le document de M. Clark, qui nous a été remis aujourd'hui, ainsi que celui qui a été présenté la semaine dernière, soient portés en appendice aux comptes rendus de la séance.

**Le président:** La séance est levée.

## APPENDIX "AEEA-10"

STATEMENT BY R. H. CLARK, M. ENG., P. ENG.  
SENIOR ENGINEERING ADVISOR, INLAND WATERS  
DIRECTORATE, ENVIRONMENT CANADA

## TO THE SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE ENERGY RESOURCES

Mr. Chairman: I thank you for the opportunity to make this very brief statement since I can see that there are many questions which the members of this committee wish to raise with regard to the exploitation of Fundy tidal energy. Yet, I thought it would be worthwhile first to take five minutes to provide an overview of the availability of tidal energy and to put in perspective and emphasize several of the points touched on by Mr. Karas in his presentation to you at the previous session.

In my report "Prospects for Tidal Power" which I was asked to prepare for the two-week conference sponsored by United Nations Institute for Training and Research (UNITAR), held last November/December in Montreal, I illustrated the vast untapped resource of tidal energy awaiting development in many coastal regions of the world which enjoy a sufficiently large tidal range for exploitation with current technology.

The slide shows those locations in the world where there has been activity during the past decade in assessing the feasibility of exploiting this renewable resource. Thus, such studies have been carried out for developments in Australia, India, Great Britain, South Korea, the USSR and Canada. It has been roughly estimated that the total capacity of all possible tidal plants is some 1,000 million kilowatts and thus the expected total output could be about 2 to 3 trillion kilowatt hours per year.

The interim conclusions released in March 1980 with respect to the current Severn Barrage Study (Severn Estuary, Bristol, England) are that the output from a Severn tidal station would not appear to be able to produce electricity at competitive costs with generation using nuclear reactors at present day costs, but it might "... be more nearly competitive with electricity generated from fossil fuels, if fossil fuel prices continue to rise in real terms."

In June of this year a contract was awarded by the Korean Electric Co. to carry out a feasibility study of a possible development to harness the energy of Garolim Bay (west of Asan Bay).

Electricité de France has just recently embarked on a two-year, \$3 million study of the environmental aspects of an Iles Chausey tidal power plant which would have an installed capacity of about 12000 MW. As Mr. Karas has already advised you, Electricité de France operates the LaRance development of 240,000 kW, the only large, modern, commercial tidal power plant in the world. In 1960, I visited the site of the LaRance development to see in operation, a prototype bulb turbine of 10000 kW capacity which had been installed in one of the unused locks at St. Malo to test its performance in sea water and under tidal conditions. I have visited the plant while it was under construction and subsequently after its commissioning. In February 1979, I had the opportunity to inspect six of the LaRance turbines which had been removed for inspection and maintenance. After 14 years of operation, their condition was excellent—even the original paint was intact over large areas of their surfaces. The plant supplies about 500 GW h per year, equivalent to a savings of slightly more than 100,000 tons of oil per year. The problems envisioned by such a facility have thus been overcome, particularly the resistance of materials and structures to a marine environment.

I have been actively involved in federal-provincial tidal power studies for the past 14 years and my interest in this renewable resource began some six years before the first federal-provincial study of 1966-69.

Tidal energy can be a major item in the energy output of those countries which are fortunate to have large tidal ranges on their shores and suitable locations at which to develop this virtually untapped source of energy. The Maritime provinces of Canada possess both of these basic requirements. The Bay of Fundy exhibits the highest tides in the world and it possesses excellent physical configurations for development. Moreover, the results of the 1976-77 reassessment study which were described to you by Mr. Karas demonstrated, on the basis of 1976 prices, the fundamental economic competitiveness of tidal energy. Of course, the scenarios assumed in

that reassessment have changed materially; for example, the world price of oil today—only four years after the study—is about \$32 a barrel — although the study assumed a price of \$15.60 per barrel and that this price would not change in “real” terms from 1976 to 1990. That was the best advice from the experts in 1976. Another aspect is that the electrical load growth had declined considerably because of high oil prices and the need to become more efficient energy users. The slack resulting from a greater energy consciousness has now largely been taken up and the energy load growth in the Maritimes—and hopefully its economic growth—is beginning to pick up again. In view of the substantial changes in the energy scenarios and costs which were assumed for the reassessment studies, it would seem imperative to *update* those results which, if done immediately, would cost little in time and money.

Let me emphasize that:

1. Technology is available and is proven for exploiting the energy of the tides;
2. A tidal development uses a freely available, renewable source of energy—there are no fuel costs!
3. The energy source is completely and accurately predictable as far into the future as it is necessary to consider i.e. it is available so long as the moon remains in its present orbit with the earth, and the earth with the sun.
4. The harnessing of the tides for electrical energy generation is non-polluting.

There will be technical problems in developing the Cumberland basin site, just as there are such problems in developing the large hydro or nuclear sites—but these can be overcome at minimum cost with sound engineering and a close working relationship with other disciplines essential to such a development.

July 29, 1980

---



APPENDIX "AEEA-11"

**ONTARIO HYDRO  
RESEARCH DIVISION**

**THE ROLE OF HEAT PUMPS IN A  
CHANGING ENERGY SUPPLY AND COST SCENE**

July 29, 1980

presentation made to the  
Special Committee on Alternative Energy  
and Oil Substitution

by

S. Stricker  
Supervising Engineer—Utilization Section  
Electrical Research Department

Gentlemen:

I was invited to appear before this Committee by Mr. Dean Clay, *Project Manager* of the *Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution*, to talk about heat pumps, and how they might fit into your framework. My *presentation* is entitled (slide 1): *The Role of Heat Pumps in a changing Energy Supply and Cost Scene*. Through a series of simple slides, I propose to cover the basic concepts of Energy, *Alternatives* Heat Pumps, and *Oil Substitution with Heat Pumps* (slide 2).

There are three basic laws describing the properties of energy, and stated in simple terms, are as follows: (slide 3). The First Law says that energy cannot be created or destroyed. Energy can be converted from one form to another, such as from electrical to thermal energy, and none is lost in the process. Although heat may eventually dissipate into the air, water or earth, it is not lost, it does not disappear, it simply becomes diluted or diffused, and difficult to recover. This brings us to the Second Law. It says that heat flows *downhill*, from a source at a high temperature to a sink at a lower temperature. To make heat flow uphill, work must be done. In effect, this is a statement of the Third Law.

The first law says that energy can be converted from one form to another, and *there must be a balance* so that the total energy in the process remains constant. Taking for example the process of generating electricity for heating purposes using coal (slide 4), several energy conversions must take place in the process. First, solar energy was converted to biomass and stored for millions of years. Coal burning converts the biomass energy to heat, which boils water to produce pressurized steam. The steam is allowed to do work through a turbine, which in turn is converted to electricity by a rotating electrical generator. A resistor converts electricity to heat to perform the desired effect. This slide does not show *the balance required to satisfy the first law, until the heat "losses" are shown*. For example, only 3% to 5% of solar energy intercepting a leaf produces biomass. The balance of the solar energy heats up the air and evaporates water. In coal burning, about 20% of the heat produced by the combustion process is dissipated up the chimney. In the production of work from steam, about 65% of the heat content of the steam is dissipated in condenser cooling water. In the conversion from mechanical work to electricity, about 3% to 5% of the energy turns to heat in the generator windings and bearings, heating up the air. At the point of use of electricity, 100% of the electrical energy is converted to heat energy, which eventually heats up the environment. All energy lost to the environment is called *low grade heat* since it has gone downhill to a level of little use. Today I would like to direct our attention specifically to heat lost to the environment, converted from solar energy or from fossil or *biomass fuels*. This is specifically the area where heat pumps make possible the recovery of useful heat energy. (slide 5). Specifically, the *Alternative Energy Sources* that I will be talking about are *Solar Energy* available from air, water, soil and from collectors, and *Waste Heat* available from discarded water, air or vapour. The means of making use of these vast resources is via the heat pump.

Let's go back to fundamentals for a moment (Slide 6). This bucket full of water is equivalent to a quantity of energy. It is a real thing, since it can not be created or destroyed, just like energy. We can convert it from one form to another, such as ice, tea, steam, etc, and we can use it to wash our hands, or water plants. After it is used, it does not disappear. We can always account for it, and we can also retrieve it, if we are diligent enough. Let's use the bucket of water analogy to explain how heat pumps can recover *low grade heat* using a small amount of *high grade energy* to do the work. (Slide 7a). Let's look at a water supply problem at this hillside cabin: The lake on the hillside has some potential for providing drinking water, but it can supply only half as much as is required. If we simply siphon the supply, (Slide 7b) we'll be out of water half way through the season, and during the balance of the season (Slide 7c) we'll be bailing "low grade" water from the large lake below with great effort. With a bit of ingenuity (Slide 7d) we can get the "high grade" water at the top of the hill to do the work to raise water from the "low grade" source, the lake below. In this manner, (Slide 7e) one bucket of high grade water will lift one bucket of low grade water, and the water supply at the cabin will be doubled with little human effort required.

Turning now to heat pumps, (Slide 8) electrical energy (high grade) does the work to move low grade heat from the environment into the building. During mild weather, a heat pump can move 2 or more units of heat using one unit of electrical energy, to deliver 3 or more units of useful high grade heat. During cold weather, it



becomes more difficult to do the work, and less low grade heat can be moved, one or more units, for a total of 2 or so units of high grade heat. What does a heat pump look like? (Slide 9). Starting with the familiar air conditioner, which cools a room by moving the heat outdoors, we can turn the unit around (Slide 10) to cool the outdoors by moving low grade heat indoors. Such window heat pumps are in use in Florida and Japan. Most of these can be switched from cooling to heating by operating a control.

The more familiar heat pump in Canada is (Slide 11) the "*split*" unit with an outdoor section and an indoor section, which works in conjunction with a conventional furnace to provide heat during the coldest part of the heating season.

Studies done recently indicate that in some cases, where air conditioning is required, the savings in heating fuel justify the additional investment in a heat pump. For example, the *nomograph* (Slide 12a) indicates that for electricity at 3.1¢/kWh, oil at 73¢/gal and 1,000 gal/year usage, a heat pump can save between \$60 and \$300/year depending on quality of installation and settings of controls. As energy prices and cost differentials increase, the savings become more substantial: (Slide 12b) for example, for electricity at 4¢/kWh and oil at \$1.40/gal, the savings range between \$270 and 700/annum.

Let's look at applications of heat pumps which are being used and others being developed. (Slide 13).

Looking first at the *space heating and cooling application*, this is the one most advanced in North America. *Packaged units* are used widely in the United States primarily for cooling, but also for efficient heating, in view of high energy prices. Slide 14 indicates the trend in the marketplace. Note that 600,000 units will be produced in 1980. By comparison, Canadian demand in 1979 was 5,000 units. In Germany, demand will be 15,000 to 18,000 for 1980. German units are different from the North American air-to-air heat pumps because heating systems in Germany are hydronic (hot water), and air-to-water heat pumps are required, and there is little need for air conditioning. Let's look at a variety of residential heating systems using heat pumps being looked at by researchers around the world. (Slide 15). The performance of the air-to-air heat pump is being improved by manufacturers as a result of research sponsored by the *Canadian Electrical Association*, by the *Electrical Power Research Institute* and by the *Department of Energy in the U.S.* *Ground Source Heat Pumps* using buried coils or lengths of pipe in shafts, or coils of pipe in a lake or river are being tested in various Scandinavian countries, in the U.S., in the Magdalen Island, and were studied in Ontario in the early 50's. The *ice-maker heat pump*, (Slide 16) combined with a storage tank can provide all the heating plus free cooling or air conditioning in summer in mild climates. However, in Canada, far too much ice would be produced to make the year-round energy system practical.

A heat pump drawing energy from a solar panel can make solar collection very efficient because the collector operates at a very low temperature, thus losing very little heat to the outdoor air. If storage is added, better use of the available energy is made. Mr. Doug Lorrimer's house in Mississauga is a fine working example of this system. An obvious drawback is the capital cost of the equipment and controls.

In milder climates of Europe, several researchers are investigating the use of heat pumps with an "*energy roof*", which is simply a flat plate with piping attached to act as a heat collector. The heat pump cools the surface below ambient temperature, and the flat plate absorbs heat by natural convection or by *radiative absorption*. At temperatures around freezing, frost forms on the surface and may accumulate. Defrosting takes place during periods above the freezing temperature, while the heat pump is shut down. Several variations of this concept are being tested, including sets of parallel plates mounted horizontally on a roof, and "*energy towers*", in the form of a dozen vertical finned pipes in an array mounted on the ground. These ideas save the cost and energy associated with an air moving fan, and eliminate the noise problem.

Large commercial *high rise buildings* where the internal heat gains due to lighting and occupancy require that heat be removed on a year-round basis, this excess heat is often used to heat the perimeter zones of the building in winter to make up heat losses. The heat pump is ideally suited to perform both functions, and when combined with storage of hot and cold water, even better use of the *waste energy* can be made. The storage capacity is also often used to operate the heat pump on an off-peak basis to reduce the electric bill. There are several examples of this system in Toronto including Hydro Place and the new Federal Government offices at Yonge St. and Sheppard St. Continuing on with Heat Pump Applications, (Slide 17) let's look at waste heat recovery in an *electroplating plant*. The electroplating process requires 5 separate baths, including cleaning, acid



treatment, preparation, *plating* and washing. Two baths are to be hot, three others to be cooled, since the plating process itself generates a lot of heat. A heat pump was installed to move the heat from the plating baths to the preparation baths. Special problems such as corrosion of the heat exchangers had to be solved.

Drying of paper is perhaps one of the most energy intensive processes in industry, and perhaps one of the most wasteful. Paper is made to pass over 30 rolls heated with steam, and the heat moisture given off by the drying paper is usually exhausted. At least one attempt has been made in Europe to build a hood over the drying section to capture the heat and recycle it to the rolls using a heat pump.

In boiling applications, the steam given off can be recompressed and re-injected into the process at a higher temperature extremely efficiently using a heat pump. There are such examples in the German Beer Industry.

Lumber drying (Slide 18) in kilns is a process requiring large amounts of energy, and is gaining popularity because of the high cost of wood. Kiln drying reduces the loss due to warpage, cracking etc, and reduces the length of residence time of lumber at the process plant (and hence saves interest on the investment). Heat pumps operating at 60°C are used to dry hardwoods very efficiently over a period of 3 to 4 weeks, saving about 4% of the value of the lumber in energy, and reducing the loss of wood to zero. A number of these heat pumps are operating in Canada, drying hardwoods. Softwoods are dried at much higher temperatures often using fuel burning equipment over a short period (about 7 days); heat pumps suitable for this application are not yet available. A new higher temperature heat pump operates at 80°C, and may help to reach the softwood drying market. In Europe, drying of bricks, ceramics and noodles using heat pumps is quite common.

Using heat pumps for evaporating milk and other foods, or concentrating solutions such as sugar and alcoholic beverages is becoming commonplace in Europe.

Heat pumps can be very effectively used to recover solvents, by direct pumping of the vapour. In the application illustrated (Slide 19), one of the Freon compounds is used as a solvent for oil *mill-scale* from a steel rolling mill.

Heat pumps provide the only means of upgrading stored thermal energy in a system. Possible applications are limited only by one's imagination. The determining factors for practicability are the (economics of investment versus savings), and the design of the heat exchangers to match the processes. *Upgrading* water temperature in a river for *district heating*, and recovery of waste heat from a sewage plant for the same purpose have been proposed in Europe.

Domestic water heating using heat pumps is being done in several countries (Slide 20). For example, in the U.S., a suitcase-size packaged heat pump can be purchased for about \$600 which can be hooked up to an existing water heater. The heat pump circulates room air, drawing heat (thus cooling the basement) and heating the water using about half as much electrical energy as the previous system used. During the winter, this unit "robs" heat from the house, and the furnace provides this heat, but during the summer, the heat pump provides "free" cooling and dehumidification of the basement. Other models are available in the U.S. including a packaged heat pump-water heater. In Denmark, a heat pump water heater which draws heat from outside air has been produced, to avoid the problem of providing heat for the heat pump during the heating season.

Where can heat pumps be applied to save oil? (Slide 21). The most readily visible applications are as an add-on to oil heated residence, particularly, where air conditioning is required. In the near future, it may be that a heat pump may be justifiable on the basis of heating only, depending on the relative costs between oil and electricity, or on *subsidies* on heat pumps.

Kiln drying of lumber, in particular, softwoods will save fossil fuels.

The chemical refining industry, including petrochemical is a good candidate for using heat pumps to reduce oil consumption.

The food and beverage industry, where heating and cooling is required in the same plant is a good place to find applications for heat pumps.

*Green house heating* and dehumidification in areas where propane and oil are in common use are also good candidates for the application of heat pumps.

Let's look at the impediments (Slide 22). The hardware *is* available, and equipment *can* be assembled to operate reliably. The economics are better in Europe where energy prices are higher than in U.S. and Canada, and industrial applications of heat pumps are more advanced there.

The *application know-how* for industrial heat pumps is very advanced in Europe. The application know-how for residential and commercial heat pumps in Canada and in the U.S. is much more advanced than in Europe.

Client reluctance to commit himself to an "unproven" application is evident on both sides of the ocean. More sharing of experience is required.

I hope that this presentation has shed a little more light into the complex energy picture. We are living a little "too high" by the First and Second Laws; it's time to start applying the Third Law to begin to gather the energy we have been throwing away.

# The Role of HEAT PUMPS

In a Changing  
Energy Supply and  
Cost Scene



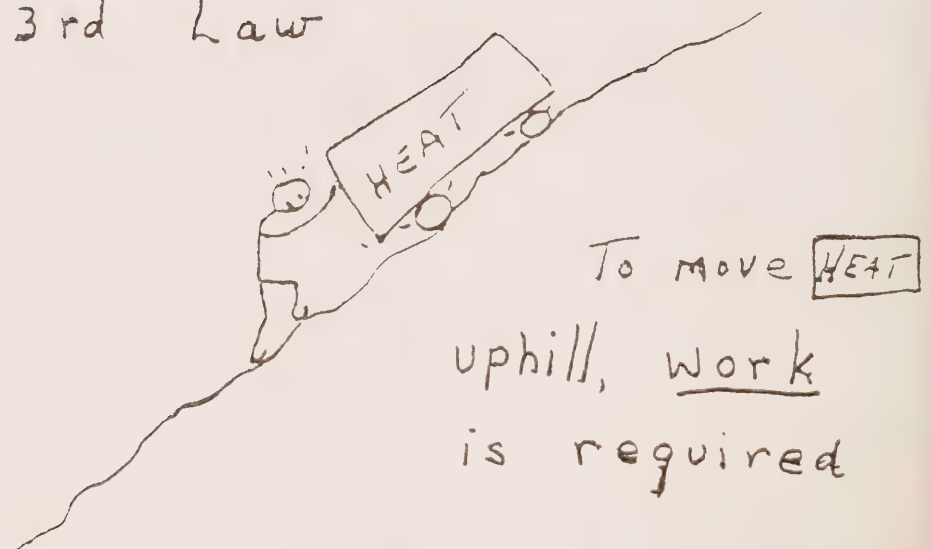
1. Energy
2. Alternatives
3. Heat Pumps
4. Oil Substitution

# Energy

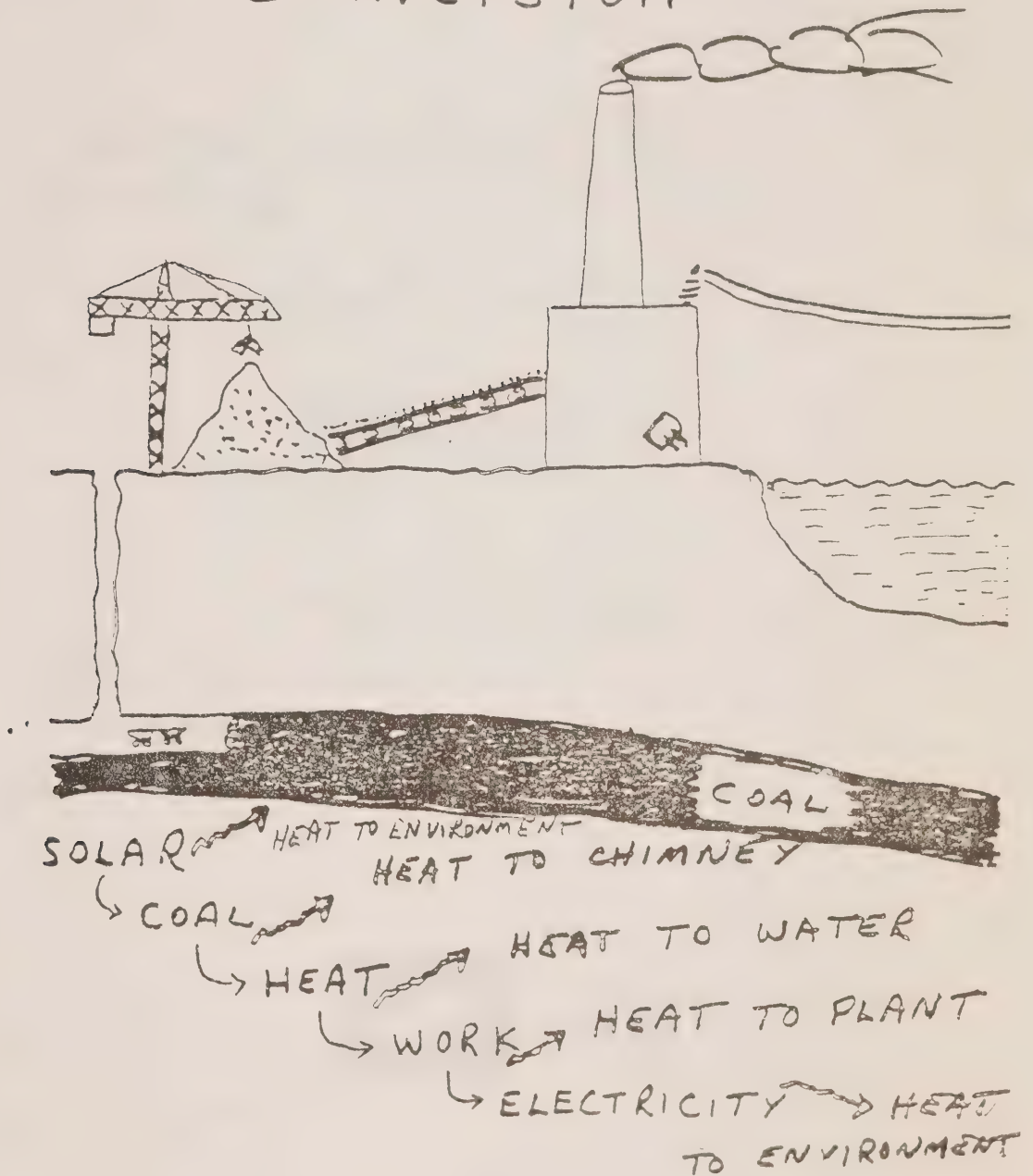
1st Law  $\begin{cases} \nearrow \text{creation} \\ \searrow \text{destruction} \end{cases}$

2nd Law  $\rightarrow$  heat flow downhill

3rd Law



# Conversion





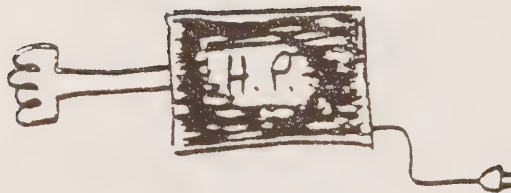
# Alternative Energy Sources

## 1. Solar Energy

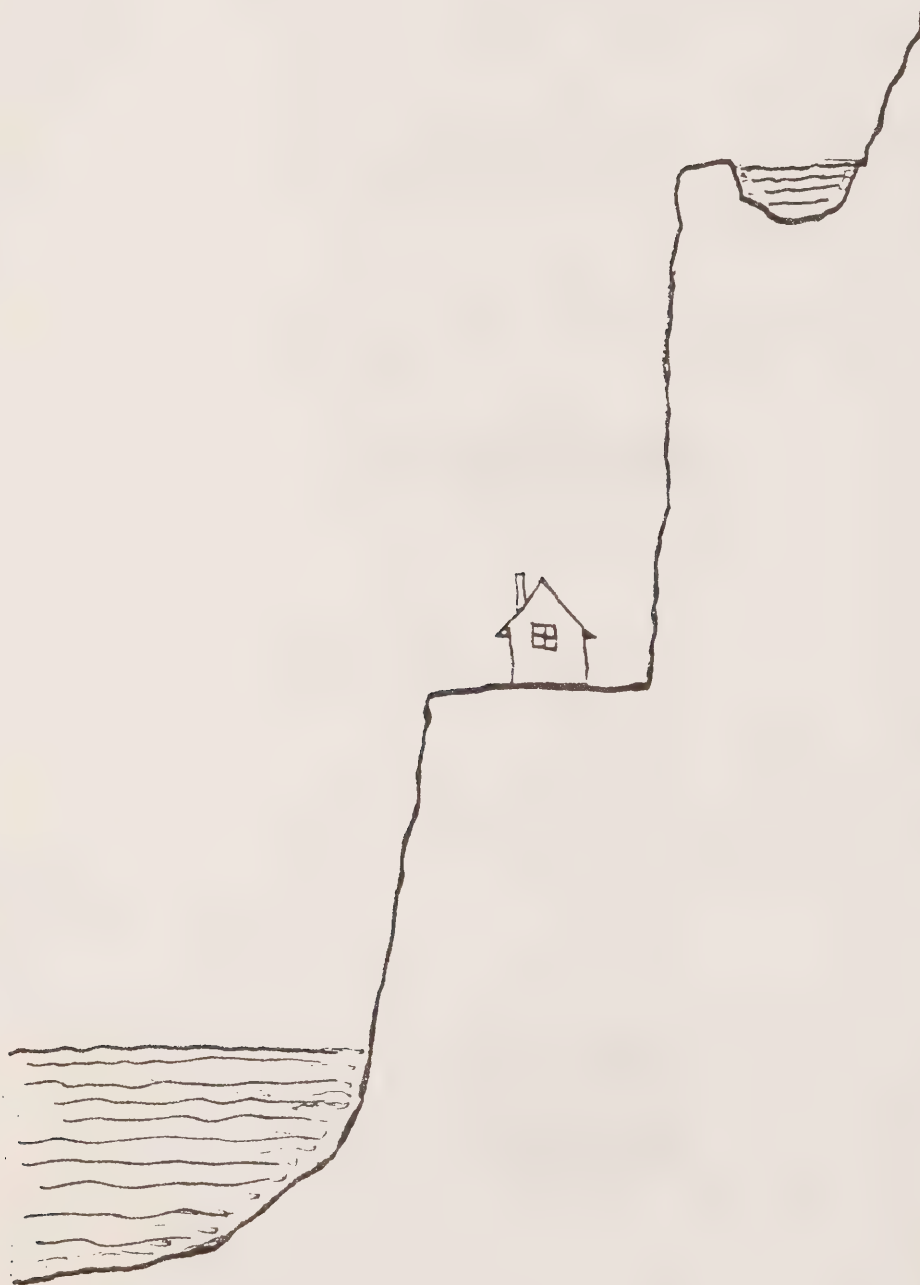
- air
- water
- soil
- collectors

## 2. Waste heat

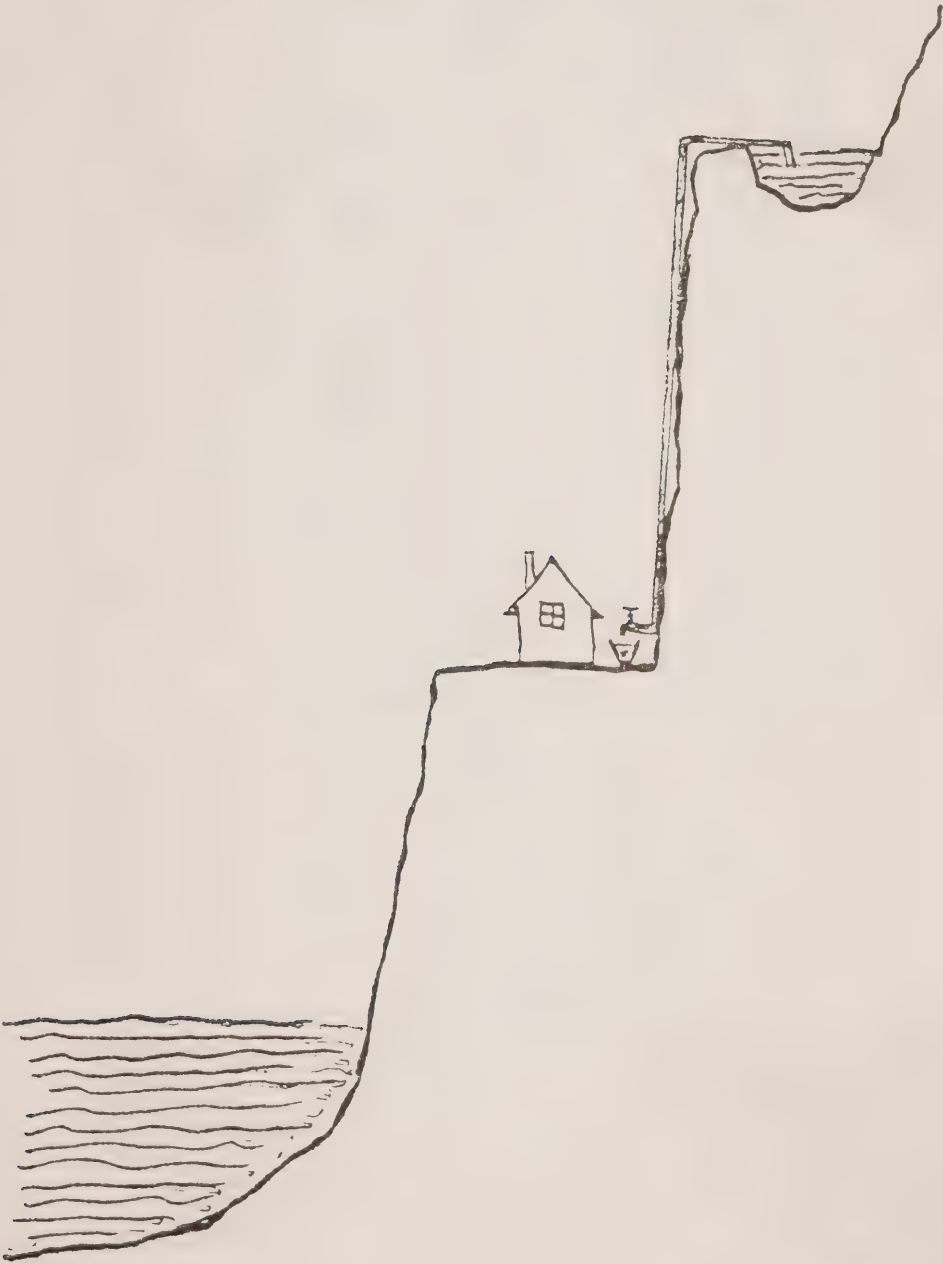
- discarded water
- discarded air
- discarded vapour

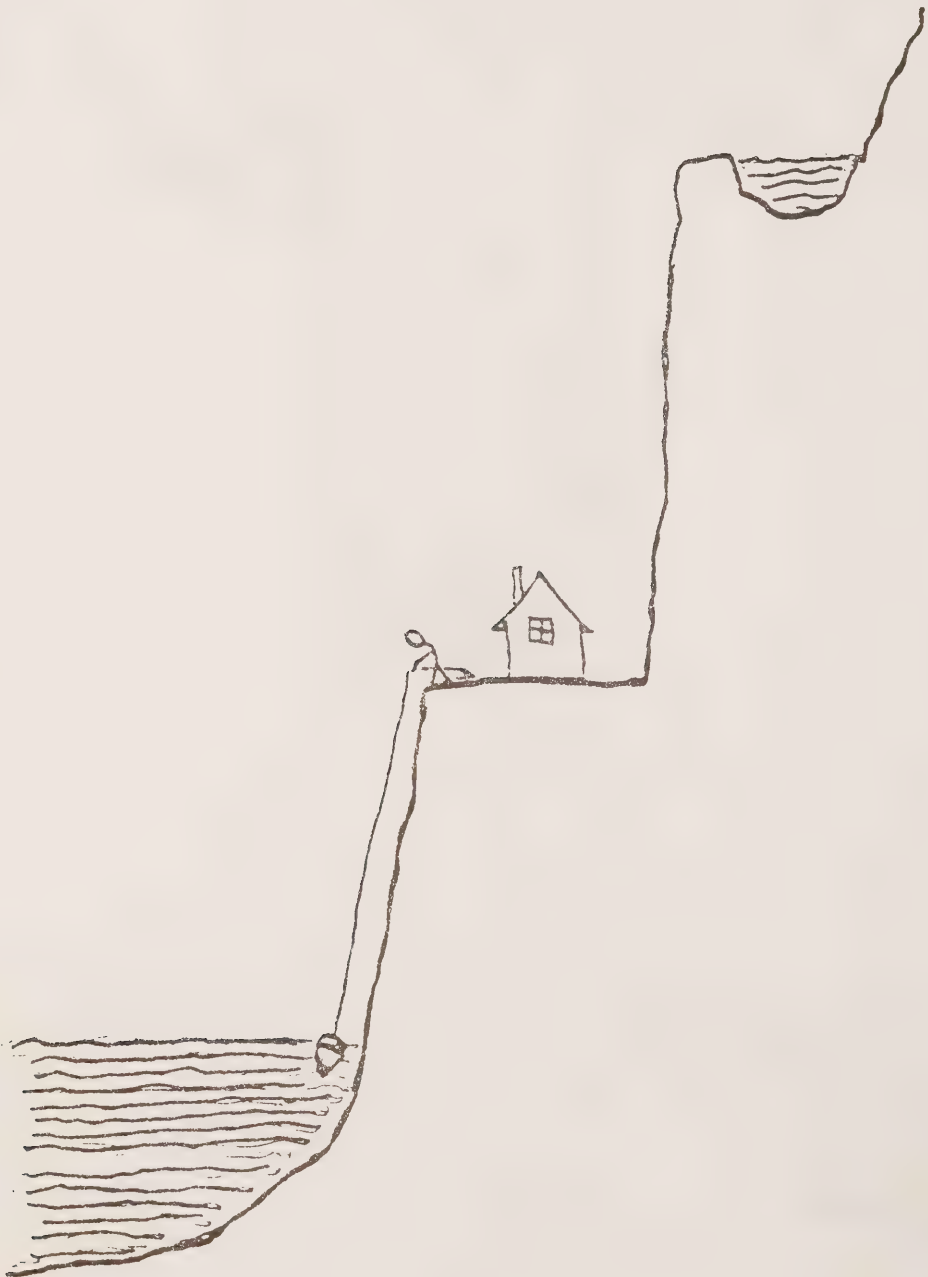


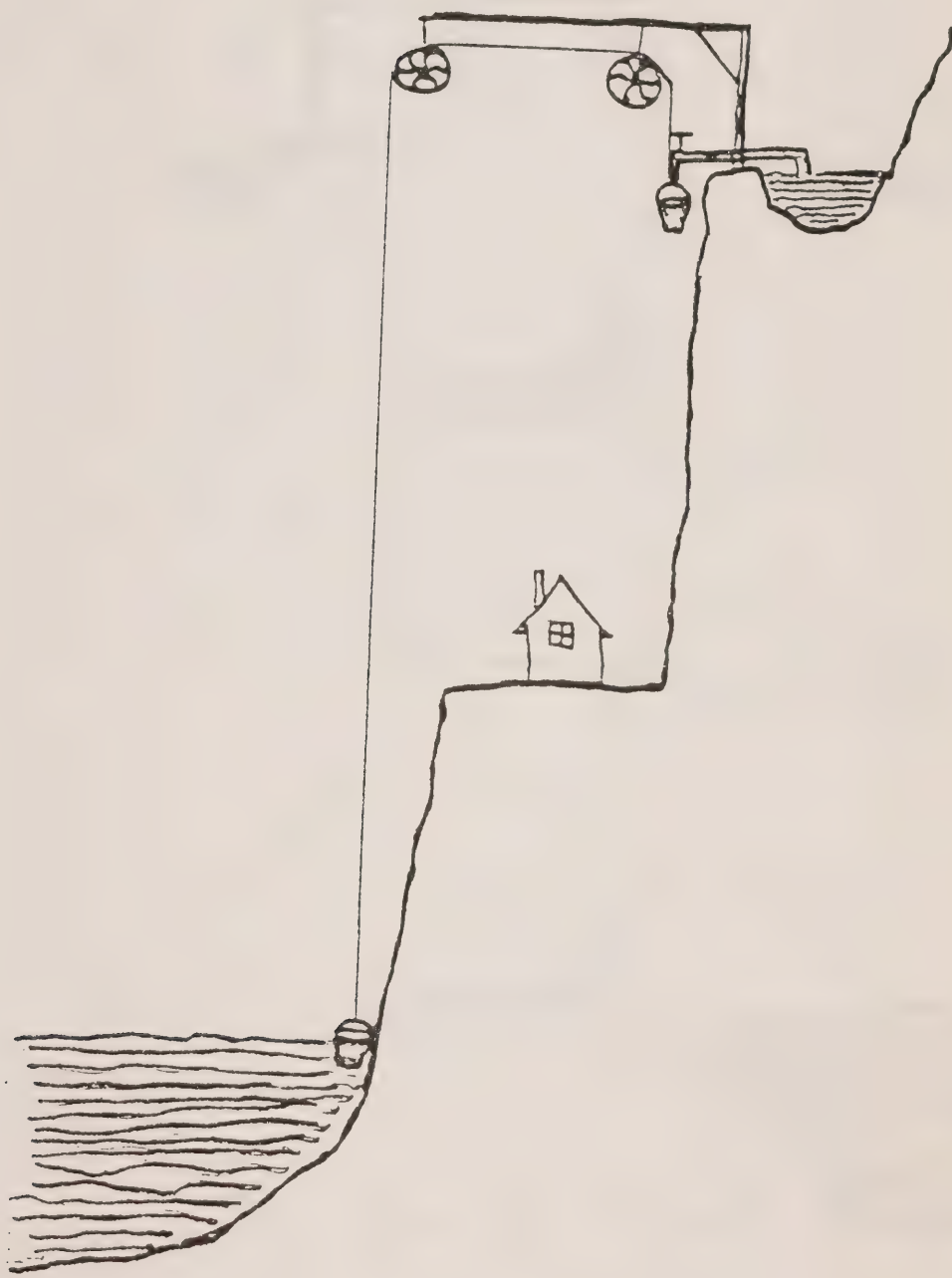






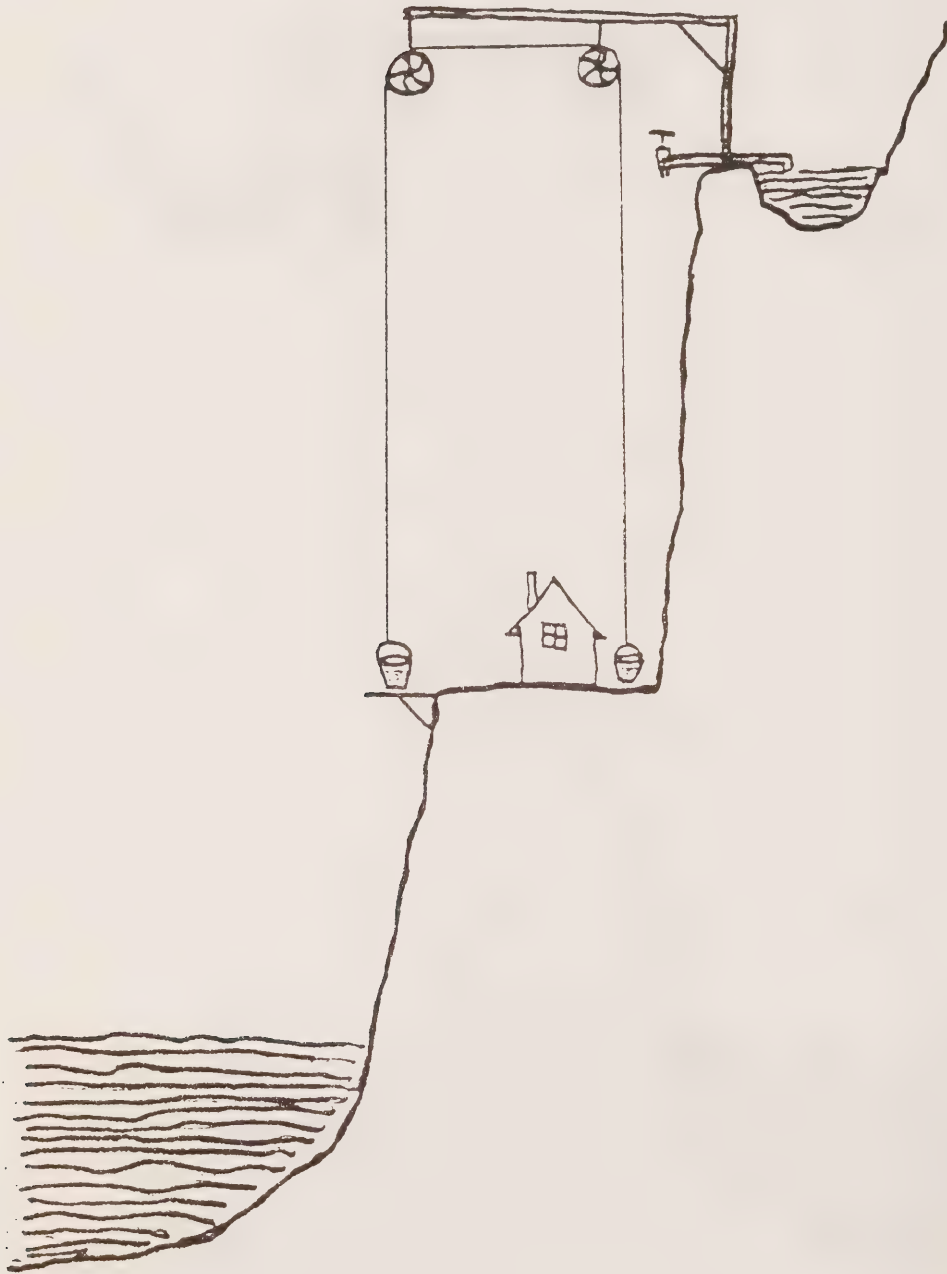




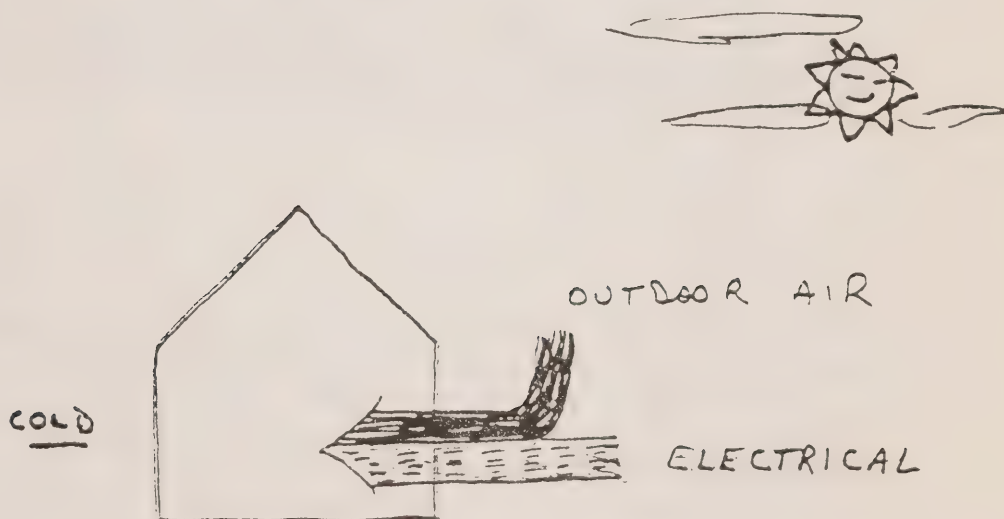
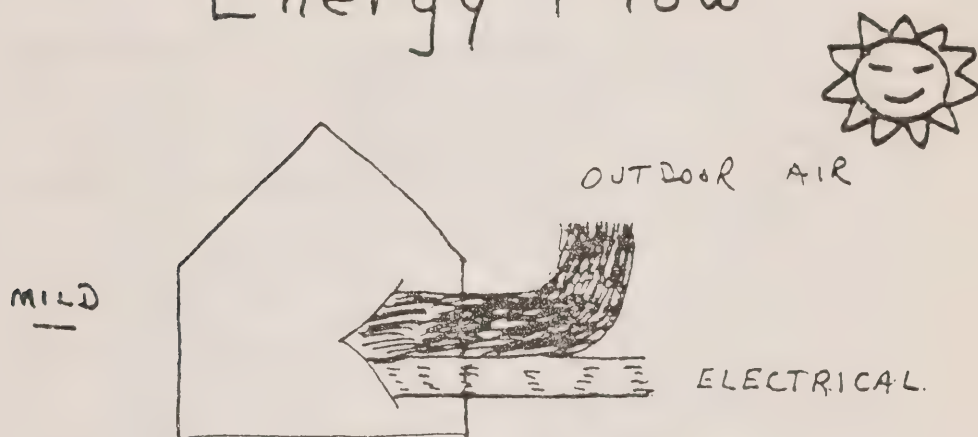


slide 7d

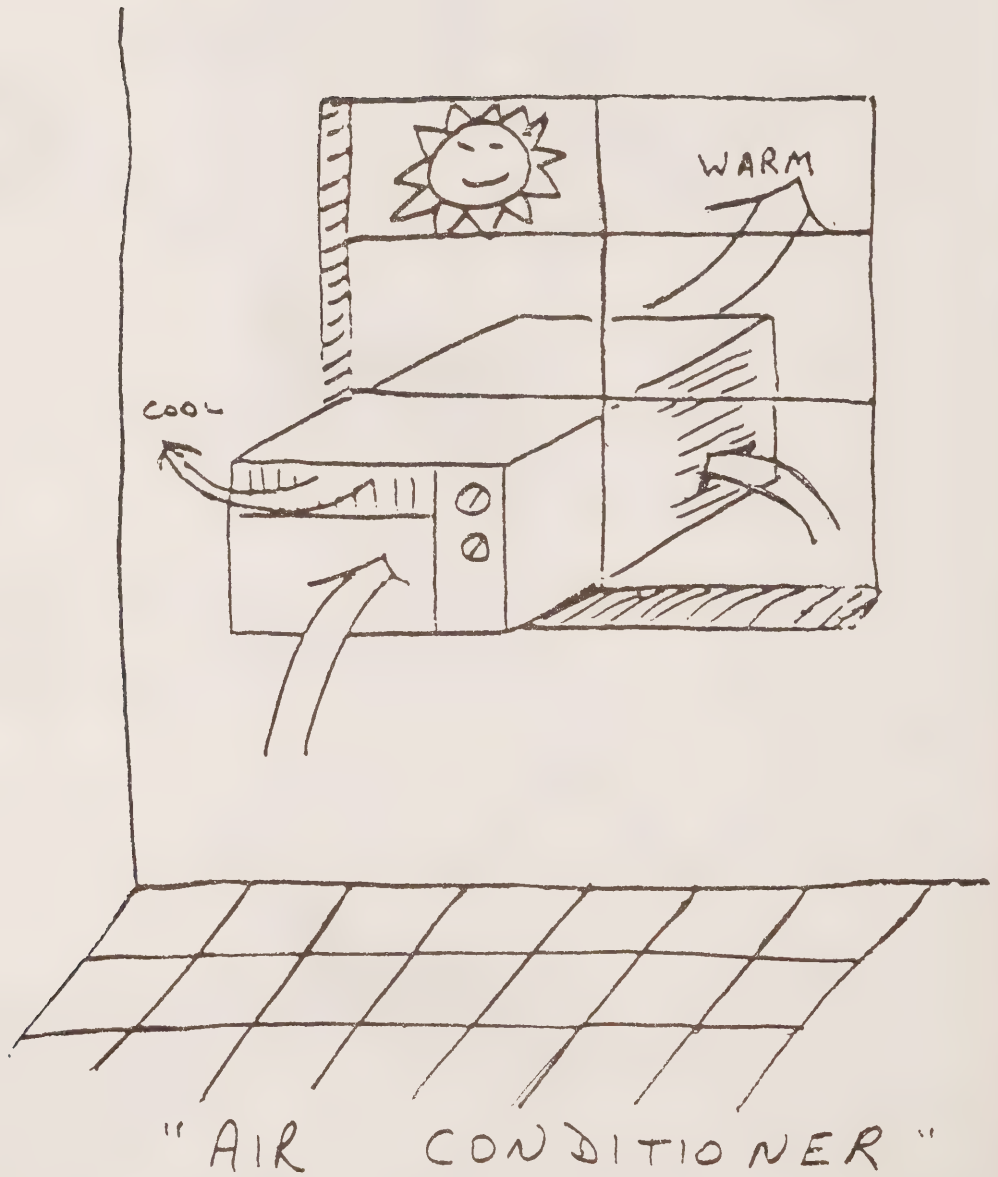




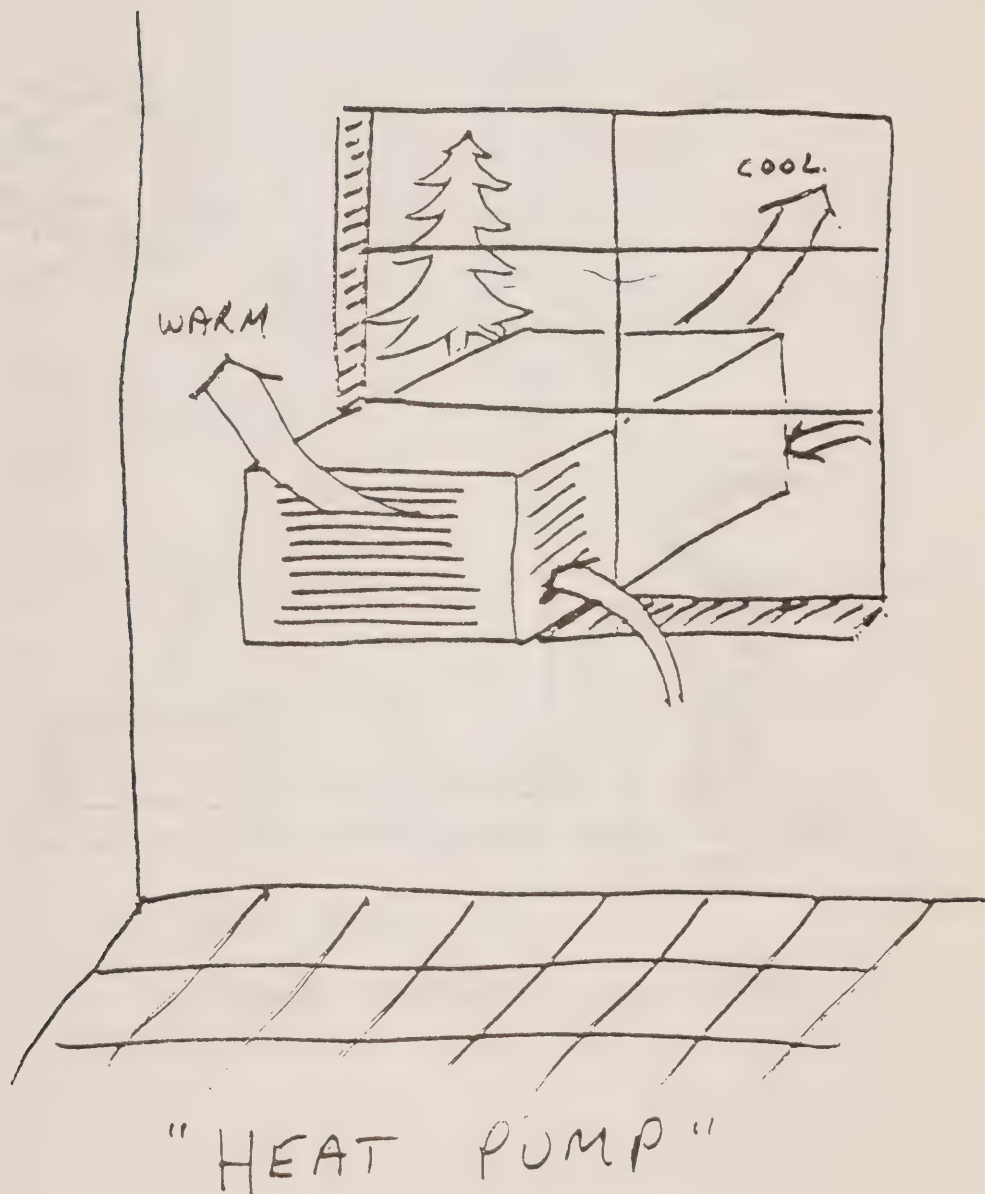
# Energy Flow

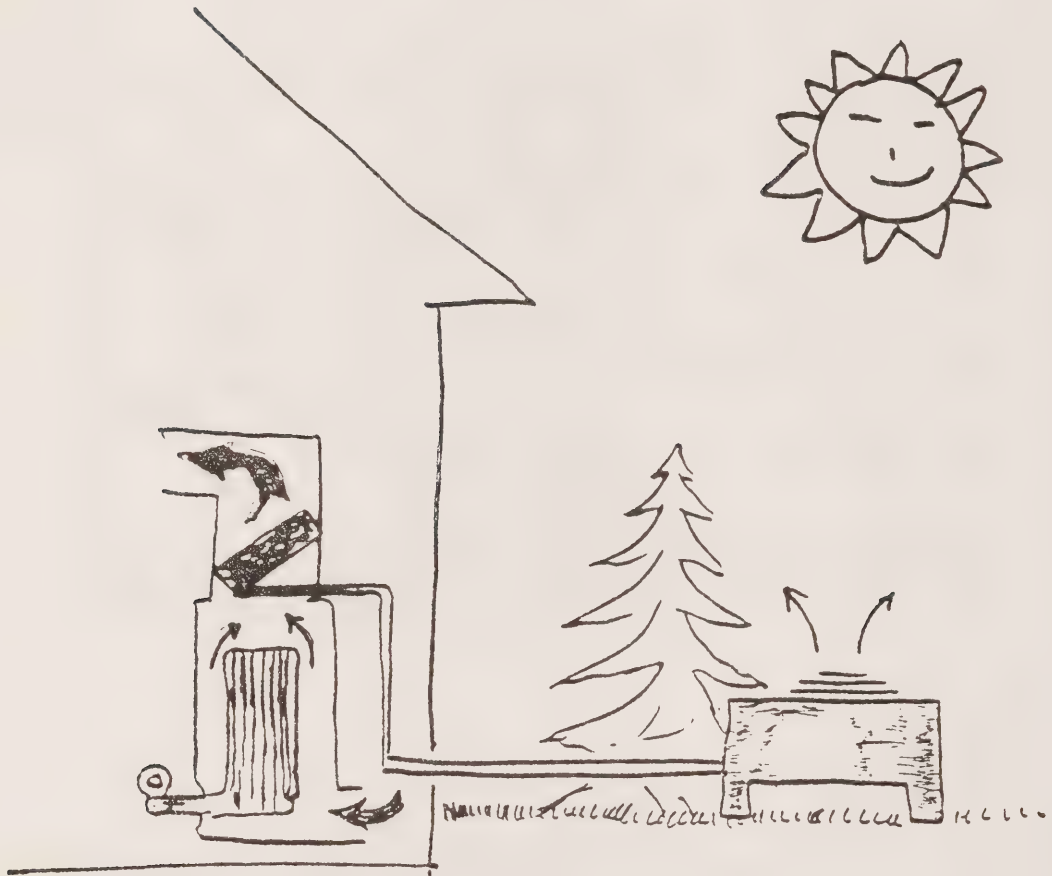


Air-Source Heat Pump

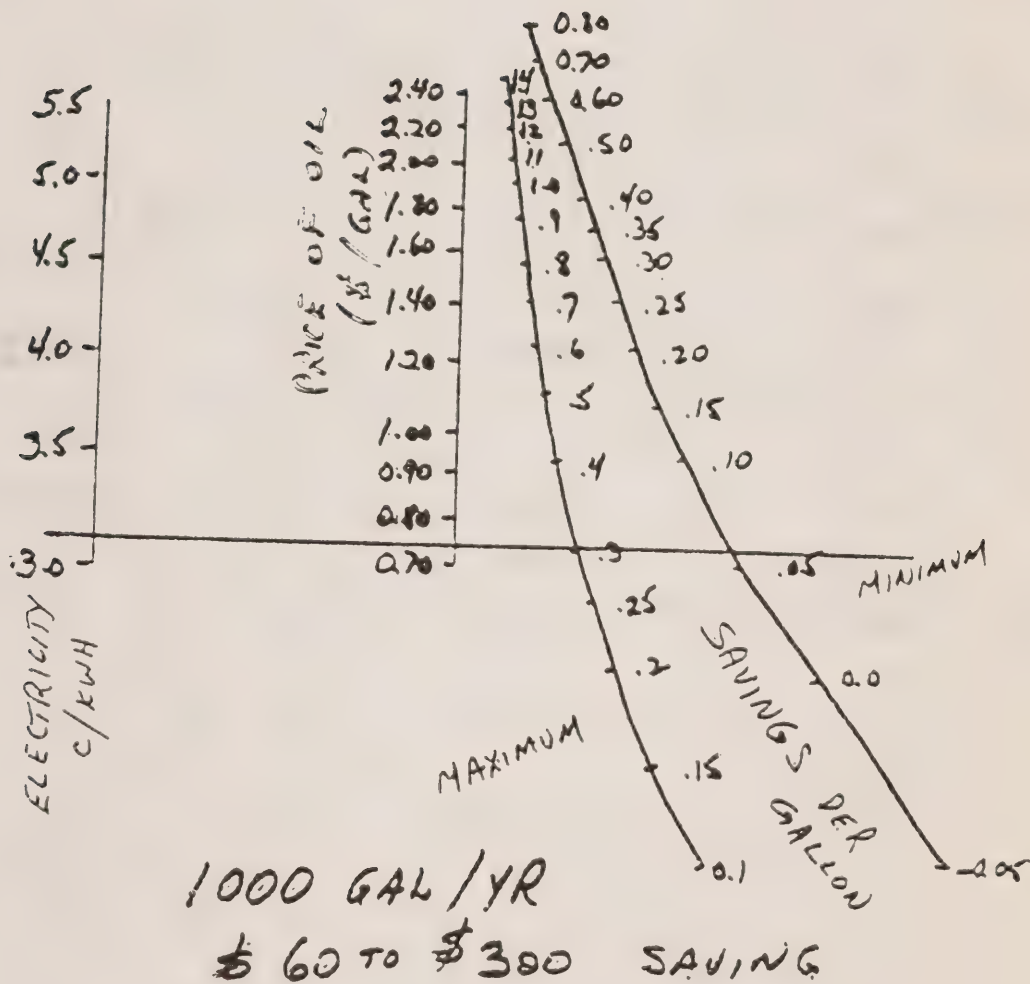




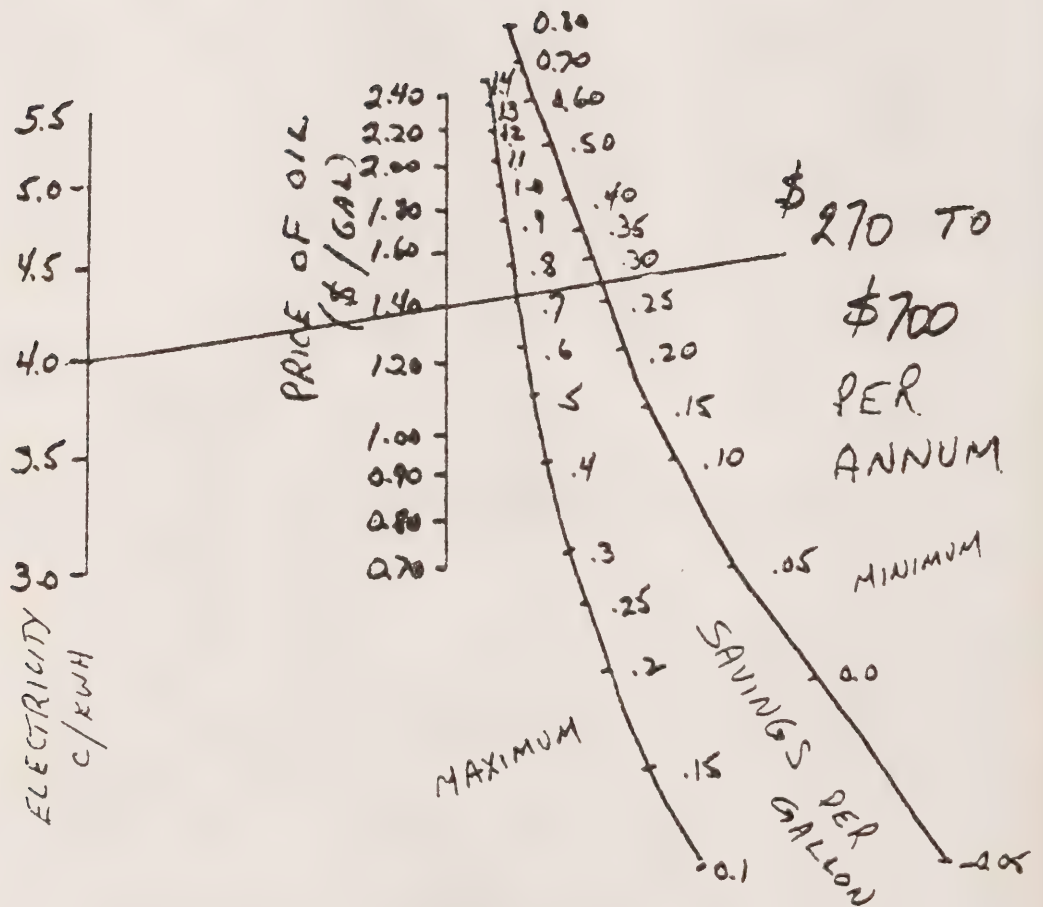




"ADD-ON" HEAT PUMP.

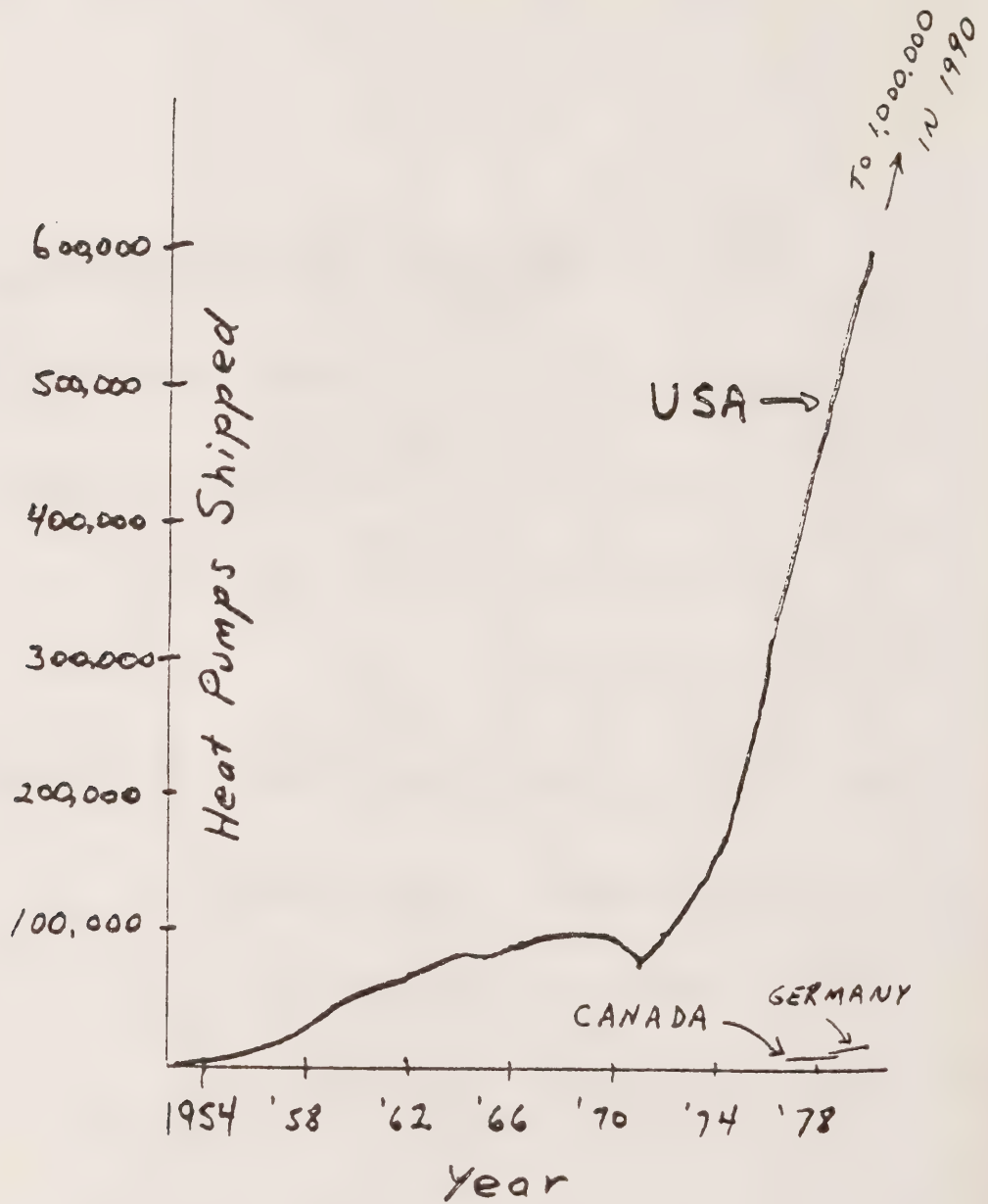






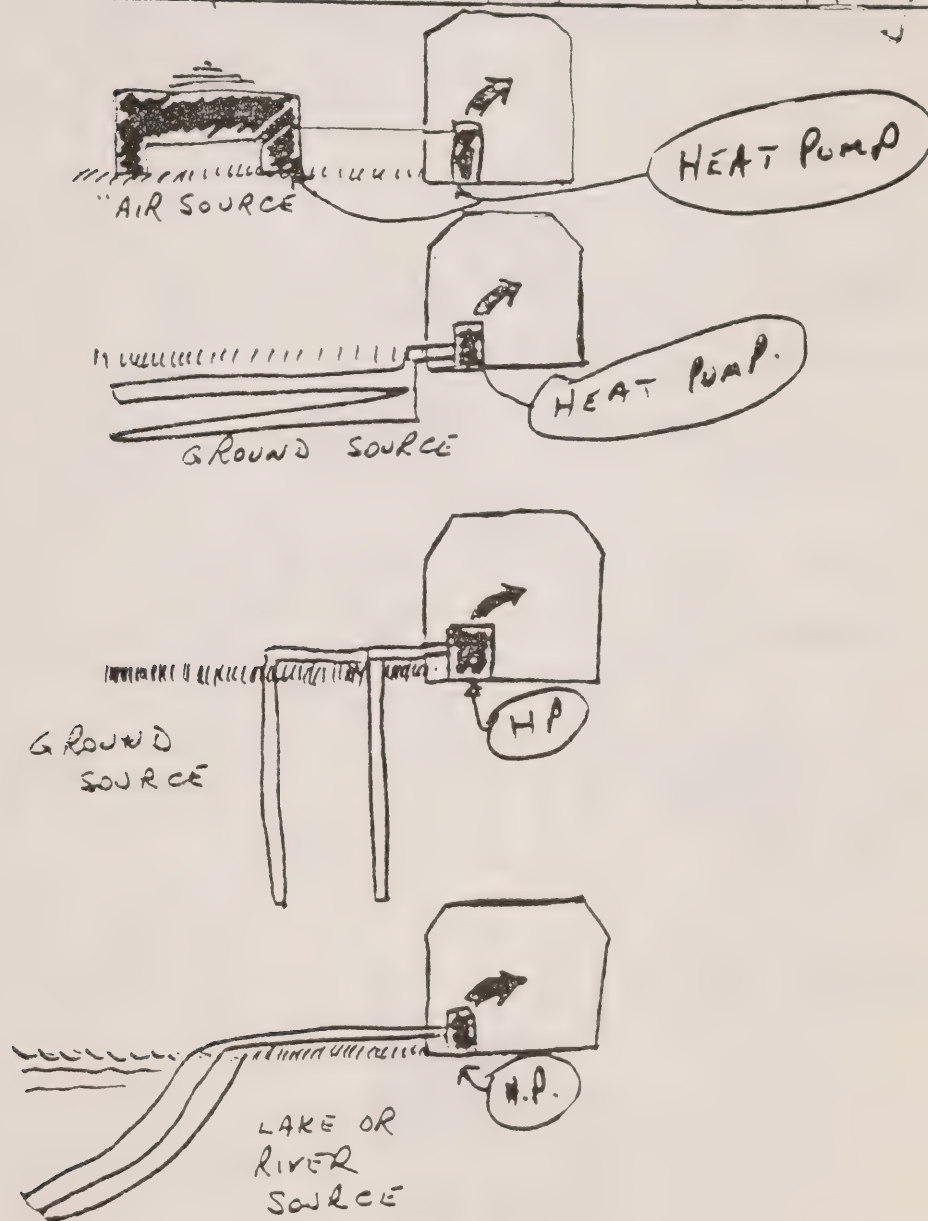
## Heat Pump Applications

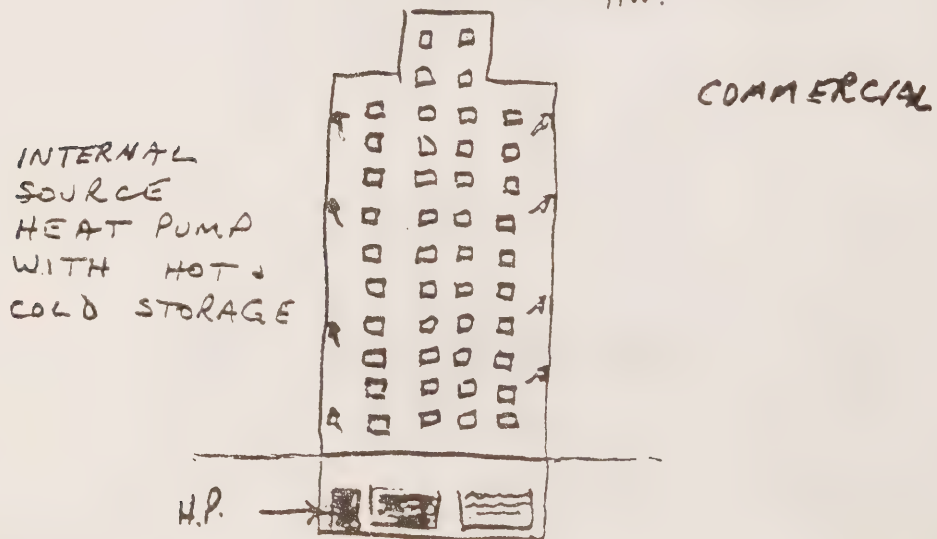
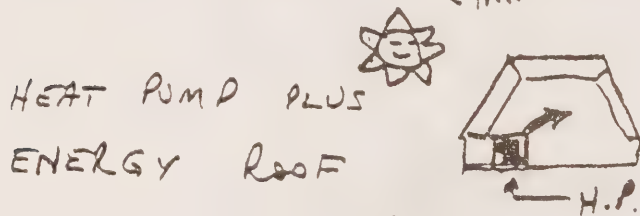
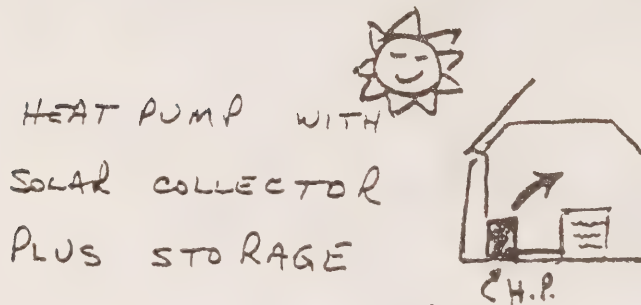
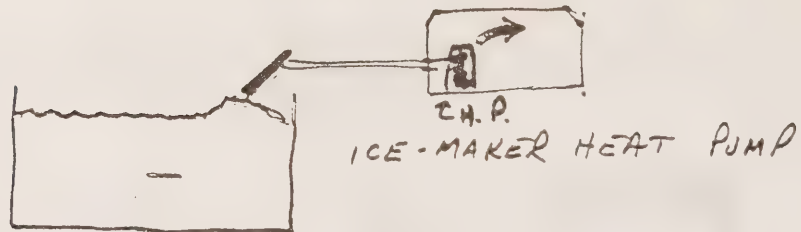
1. Residential + Commercial Space Heating + Cooling
2. Waste Heat Recovery
3. Drying
4. Evaporating, Concentrating
5. Solvent recovery
6. Energy upgrading
7. Water Heating





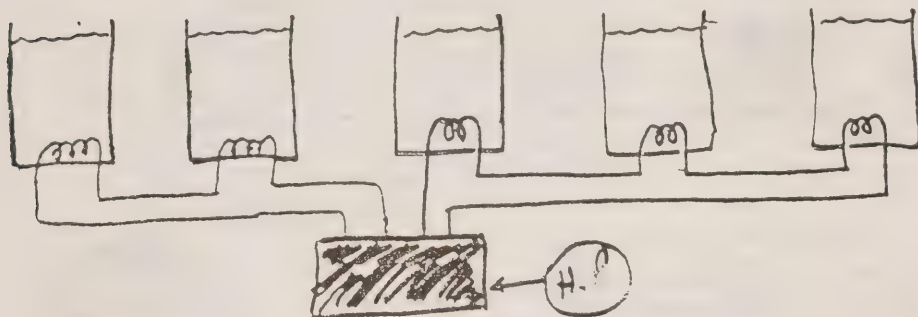
# 1. Residential Heating



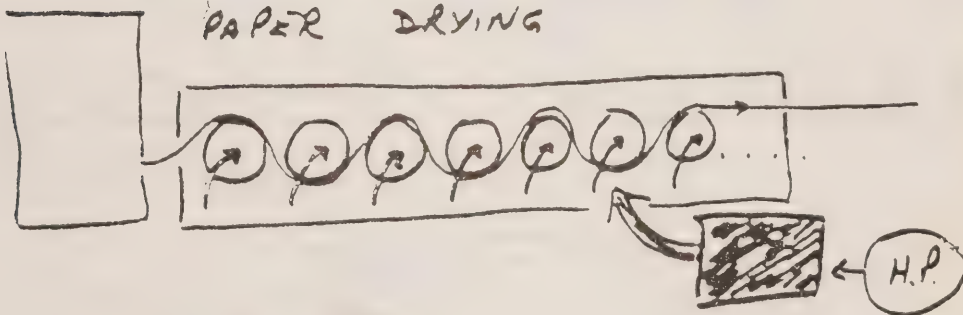


## 2. Waste Heat Recovery

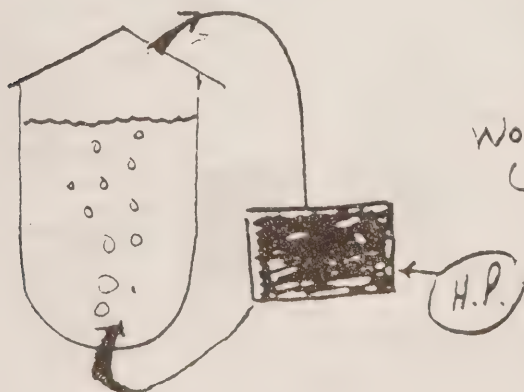
### ELECTRO PLATING



### PAPER DRYING

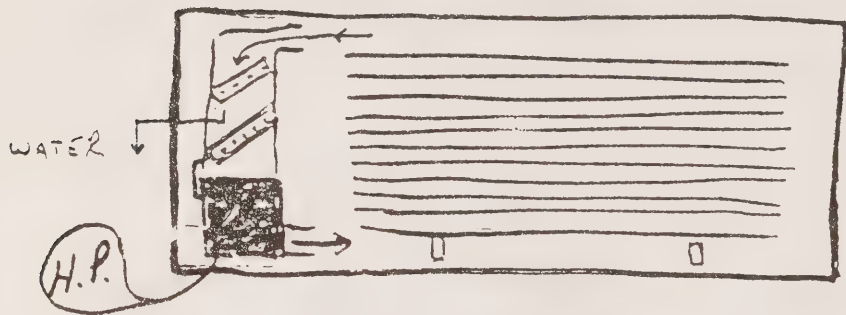


### WORT BOILING (BEER PRODUCTION)

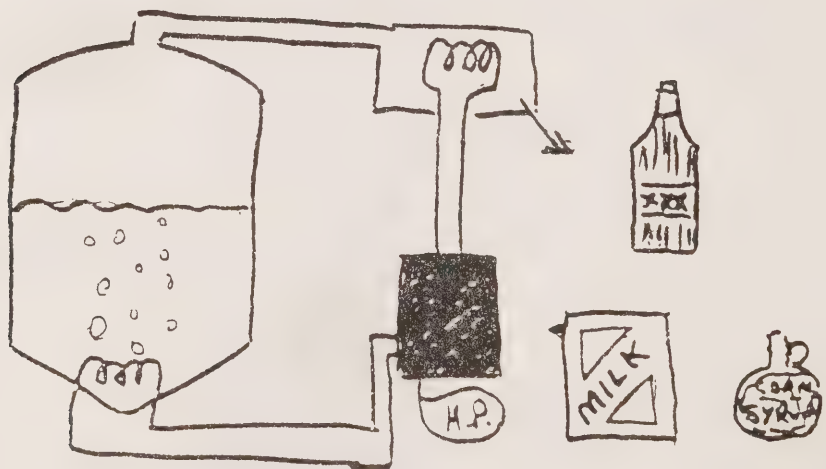




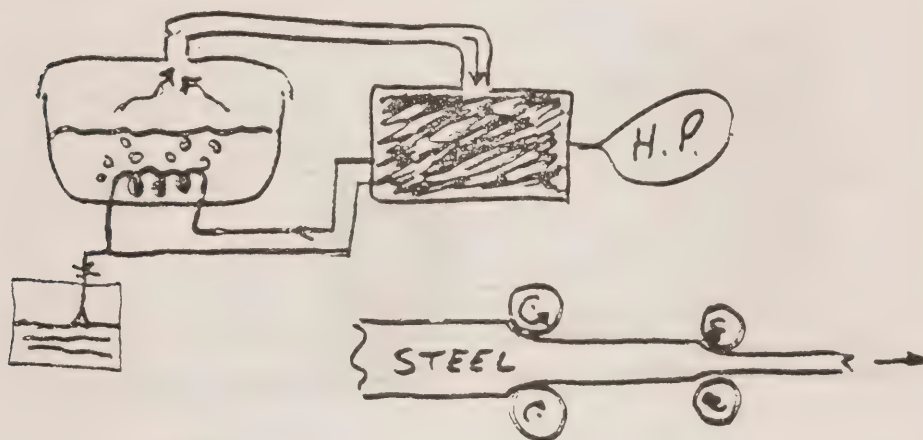
### 3. Drying



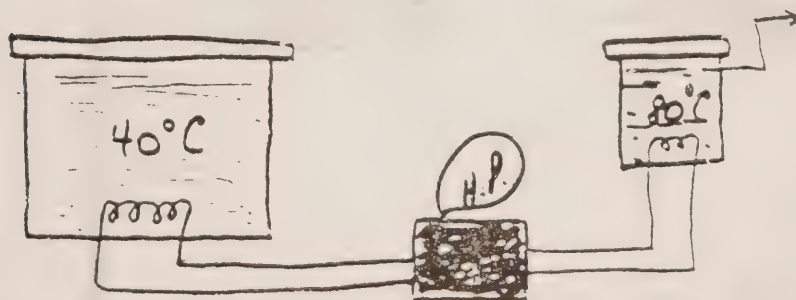
### 4. Evaporating , Concentrating



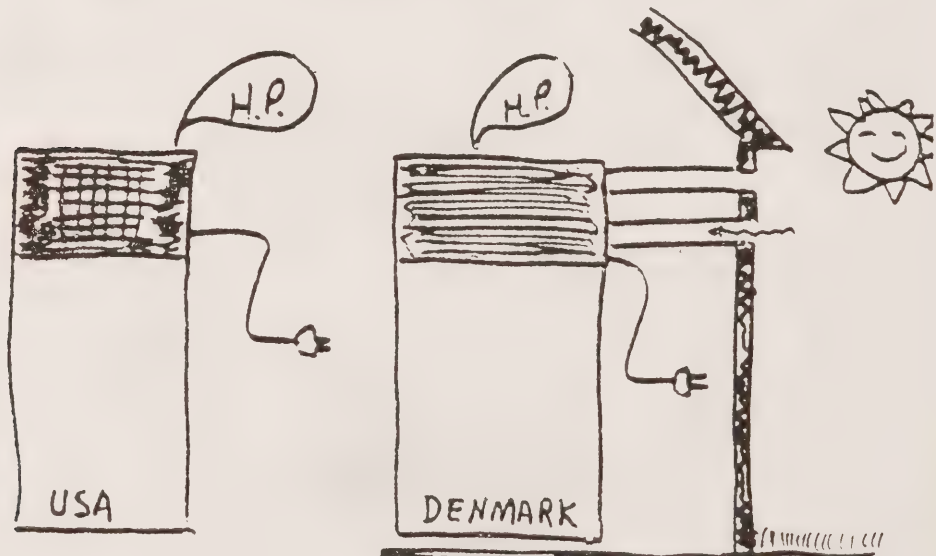
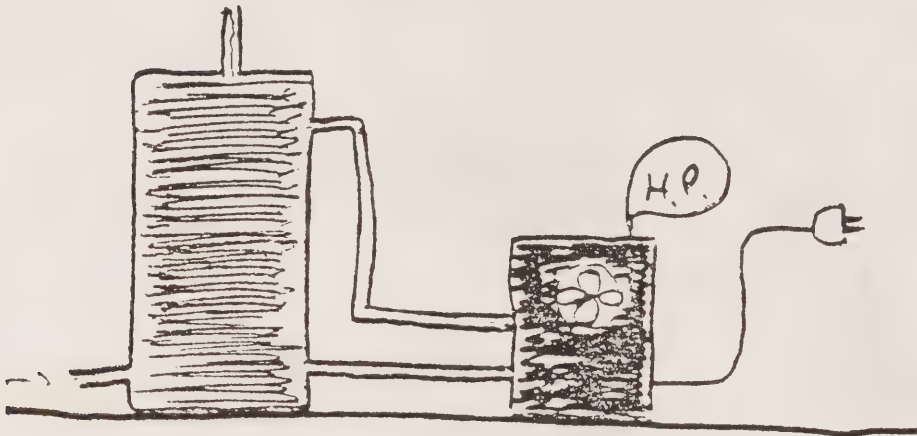
## 5. Solvent Recovery



## 6. Energy Upgrading



## 7. Water Heating





## OIL SUBSTITUTION

1. Residential Heating
2. Kiln Drying of Lumber
3. Chemical refining
4. Food + Beverage Ind.
5. Greenhouse Heating

## Impediments

1. ~~Hardware~~ ? NOW AVAILABLE
2. ~~Economics~~ ? GOOD PAYBACK  
IN US, U.K.,  
GERMANY
3. Application Know-How ?
  - ADVANCED IN EUROPE
  - LAGGING BEHIND IN N.A.
4. Reluctant Clients ?

YES! MOST WANT  
A "PROVEN" SYSTEM

## APPENDICE «AEEA-10»

INTERVENTION DE M. R.H. CLARK, ING. MÉC., ING. PUBLIC  
CONSEILLER PRINCIPAL EN INGÉNIERIE À LA DIRECTION GÉNÉRALE DES EAUX  
ENVIRONNEMENT CANADA

DEVANT LE COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE

M. le Président

Je vous remercie de me permettre de commencer cette intervention par un très court exposé. Il est en effet évident que les membres du comité ont déjà bon nombre de questions à soulever au sujet de l'exploitation de l'énergie marémotrice dans la baie de Fundy. Je crois tout de même qu'il serait bon de consacrer cinq minutes à un rapide inventaire des ressources marémotrices et à la mise en lumière de plusieurs points que M. Karas a mentionnés lors de la dernière séance du comité.

Dans un rapport que j'ai intitulé Prospects for Tidal Power et qu'on m'avait demandé de présenter à la conférence de l'Institut des Nations Unies pour la formation et la recherche qui s'est tenue à Montréal en novembre et décembre derniers, j'ai évoqué le vaste potentiel marémoteur de nombre de régions côtières du globe où l'ampleur des marées justifierait l'utilisation d'une technologie déjà au point.

La diapositive présente les endroits du monde qui ont fait l'objet, au cours des dix dernières années, d'études de faisabilité quant à l'exploitation de cette énergie inépuisable. La possibilité de se servir de la marée a été étudiée en Australie, en Inde, en Grande-Bretagne, en Corée du Sud, en URSS et au Canada. La capacité totale de toutes les usines marémotrices réalisables a été évaluée à environ 1 000 millions de kilowatts, ce qui donnerait une production annuelle de 2 ou 3 billions de kilowatts-heure.



Quant au barrage de la Severn (Grande-Bretagne), le rapport intérimaire publié en mars 1980 semble indiquer qu'une usine marémotrice à cet endroit ne pourrait faire concurrence aux réacteurs nucléaires sur le plan des coûts actuels de production de l'électricité mais "...s'avérerait sans doute intéressante par rapport aux installations de production d'électricité à partir d'hydrocarbures si les prix des hydrocarbures continuent à monter en valeur effective".

En juin dernier, la Korean Electric Co. accordait le contrat d'une étude de faisabilité relative à une installation marémotrice dans la baie Garolim (à l'ouest de la baie Asan).

Quant à la société Électricité de France, elle a récemment entrepris, au coût de \$3 millions, une étude de 2 ans pour déterminer l'impact qu'aurait sur l'environnement une usine marémotrice d'environ 12 000 MW dans les îles Chausey. Comme le faisait remarquer M. Karas, Électricité de France a déjà en exploitation l'usine de la Rance, seule installation moderne d'envergure au monde, d'une puissance de 240 000 kW. En 1960, il m'a été donné de visiter le site de la Rance où une turbine expérimentale de type "bulbe", d'une puissance de 10 000 kW, avait été installée dans une écluse inutilisée de St-Malo afin d'en étudier la résistance à l'eau salée et aux marées. J'ai également visité l'installation en cours de construction et après sa mise en service. En février 1979, j'ai pu examiner six des turbines de la Rance, qui avaient été déposées pour fins d'inspection et d'entretien. Après 14 ans de service, elles étaient encore en excellent état et la peinture d'origine était même encore intacte sur de bonnes surfaces. L'usine fournit environ 500 GW-h par année, ce qui représente une économie annuelle légèrement supérieure à 100 000 tonnes de pétrole. Les difficultés inhérentes à une telle installation, et en

particulier le problème de la résistance des matériaux et des structures en milieu marin, ont donc été résolues.

Depuis 14 ans, je collabore activement aux études fédérales-provinciales sur l'énergie marémotrice. Mon intérêt pour cette ressource non consommable s'était éveillé près de 6 ans avant le début de la première étude fédérale-provinciale, qui s'est déroulée de 1966 à 1969.

Les pays dont le littoral se caractérise par de fortes marées et des sites appropriés à la mise en valeur de l'énergie marémotrice pourraient satisfaire une bonne partie de leurs besoins en énergie à partir de cette source négligée. Au Canada, les provinces maritimes présentent ces deux caractéristiques indispensables. La baie de Fundy connaît les plus fortes marées du monde et sa configuration se prête parfaitement à l'exploitation de ce potentiel. M. Karas vous a communiqué les résultats d'une étude de réévaluation fondée sur les prix de 1976, démontrant que l'énergie marémotrice est tout à fait concurrentielle. Bien sûr, les conditions matérielles des scénarios envisagés dans cette réévaluation ont été modifiées; ainsi, le prix mondial du baril de pétrole quatre ans après la fin de l'étude est passé à \$32, alors que les chercheurs avaient posé comme hypothèse que ce prix resterait stable, en valeur effective, entre 1976 et 1990. Telle était l'opinion des spécialistes en 1976. Autre facteur modifié, la croissance de la demande d'électricité s'est considérablement ralentie, les prix élevés du pétrole ayant fait ressortir la nécessité d'utiliser plus efficacement l'énergie. Le répit dû à cette prise de conscience s'achève maintenant et la demande d'énergie dans les Maritimes commence à remonter, ce qui devrait se refléter dans la croissance économique. Étant donné l'écart important qui s'est creusé entre les conditions postulées et la réalité, il m'apparaît

indispensable de reprendre les conclusions des études de réévaluation. Cette mise à jour, si on s'y attaquait maintenant, se ferait rapidement et à bon compte.

Avant de terminer, permettez-moi d'insister sur certains points.

1. Nous disposons déjà d'une technologie éprouvée pour capter l'énergie des marées.
2. L'usine marémotrice, qui utilise une source d'énergie inépuisable et à portée de la main, ne nécessite aucune dépense de combustible.
3. Cette source d'énergie est entièrement prévisible, pour aussi longtemps que nous en aurons besoin, c'est-à-dire tant que la lune suivra la même orbite autour de la terre et tant que la terre tournera autour du soleil.
4. L'aménagement du littoral pour l'extraction de l'énergie des marées ne cause aucune pollution.

Tout comme l'installation d'usines hydroélectriques ou nucléaires présente de nombreuses difficultés techniques, la mise en valeur du potentiel du bassin Cumberland n'ira certes pas sans écueils. Ces difficultés peuvent cependant être surmontées à coût abordable, à condition de mettre en oeuvre des méthodes éprouvées en ingénierie et de travailler en étroite collaboration avec les autres disciplines appelées à participer à la réalisation d'un projet de cette envergure.

Le 29 juillet 1980.



APPENDICE «AEEA-11»

ONTARIO HYDRO  
RESEARCH DIVISION

LE RÔLE DES POMPES À CHALEUR  
FACE À LA MONTÉE DU COÛT DE L'ÉNERGIE PRIMAIRE  
ET À L'ÉVOLUTION DES CONDITIONS D'APPROVISIONNEMENT

-----

le 29 juillet 1980

exposé présenté devant le

Comité spécial de l'énergie  
de remplacement du pétrole

par

S. Stricker  
Supervising Engineer  
Utilization Section  
Electrical Research Department

Messieurs,

J'ai été invité à me présenter devant votre comité par M. Dean Clay, gestionnaire de projet du Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole, pour vous parler des pompes à chaleur et de leur utilité dans le contexte des énergies de remplacement. Mon exposé s'intitule (diapo 1): le rôle des pompes à chaleur face à la montée du coût de l'énergie primaire et à l'évolution des conditions d'approvisionnement. Je me propose, à l'aide d'une série de diapositives simples, de traiter des concepts de base relatifs à l'énergie, des solutions de rechange, des pompes à chaleur et enfin des économies de pétrole que celles-ci permettent de réaliser (diapo 2).

Les lois fondamentales décrivant les propriétés de l'énergie sont au nombre de trois: je vais les énoncer en termes simples (diapo 3). La première loi dit que l'énergie ne peut ni se créer ni se perdre; elle peut passer d'une forme à une autre (par exemple l'énergie électrique peut être convertie en énergie thermique), mais jamais il ne s'en perd. Bien que la chaleur finisse éventuellement par se dissiper dans l'air, l'eau ou la terre, elle ne se perd pas: elle devient tout simplement plus diluée, plus diffuse, donc plus difficile à récupérer. Nous arrivons alors à la deuxième loi, selon laquelle la chaleur tend naturellement à passer d'un milieu chaud à un milieu froid ou, au figuré, à "descendre"; pour lui faire prendre le chemin inverse, il faut investir du travail (diapo 3). Cette dernière remarque est l'énoncé même de la troisième loi.

La première loi dit qu'on peut convertir l'énergie d'une forme à une autre et que, du début à la fin du processus, la quantité totale d'énergie reste constante. Prenons pour exemple la production, à partir du charbon,

d'électricité devant servir au chauffage (diapo 4): cette transformation implique toute une série de conversions énergétiques. Premièrement, l'énergie solaire a été transférée à la biomasse pour être ensuite stockée sous forme de charbon pendant des millions d'années. La combustion du charbon transforme l'énergie provenant de la biomasse en chaleur, laquelle fait bouillir l'eau qui se transforme alors en vapeur sous pression. Cette vapeur est ensuite transformée en énergie mécanique en passant dans une turbine, puis en énergie électrique par une génératrice entraînée par la turbine. Enfin, une résistance électrique transforme l'électricité en chaleur pour le chauffage de la maison de l'utilisateur. L'ensemble de ces transformations ne satisfait à la première loi que si l'on tient compte des pertes de chaleur aux différentes étapes. Par exemple, de 3% à 5% à peine de l'énergie solaire frappant une feuille d'arbre produit de l'énergie "verte"; le reste chauffe l'air et fait s'évaporer l'eau. Dans le cas de la combustion du charbon, quelque 20% de la chaleur produite est dissipée dans la cheminée. Dans la transformation de la vapeur en travail, environ 65% des calories contenues dans la vapeur se dissipent dans l'eau de refroidissement du condenseur. Dans la transformation de l'énergie mécanique en électricité, de 3% à 5% de l'énergie est transformée en chaleur dans les bobinages et les paliers de la génératrice. Au point d'utilisation de l'électricité, enfin, l'énergie électrique est convertie à 100% en chaleur. Toute l'énergie dissipée dans le milieu ambiant est appelée "énergie de bas niveau" puisqu'elle est "tombée" à un niveau où il est difficile de l'utiliser. Je voudrais précisément aujourd'hui attirer votre attention sur la chaleur dissipée dans le milieu ambiant à partir de l'énergie solaire ou de combustibles fossiles (ou de la biomasse). C'est justement là que les pompes à chaleur rendent possible la récupération de calories utiles (diapo 5). Les sources d'énergie de remplacement dont je vais traiter sont



l'énergie solaire (présente dans l'air, l'eau, le sol et récupérable par collecteurs) et la chaleur perdue (récupérable dans l'eau, l'air et la vapeur rejetées dans l'environnement extérieur). Ces vastes ressources sont exploitables grâce à la pompe à chaleur.

Retournons un moment aux notions fondamentales (diapo 6). Ce seau rempli d'eau représente une certaine quantité d'énergie. Cette eau est une réalité concrète et ne peut être ni créée ni détruite, tout comme l'énergie. Nous pouvons en faire de la glace, du thé, de la vapeur, etc. et nous pouvons l'utiliser pour nous laver les mains, arroser des plantes, etc. Après utilisation, l'eau n'est pas "détruite"; elle continue d'exister en totalité quelque part, et nous pouvons la récupérer entièrement à condition de prendre les moyens nécessaires. L'analogie avec le seau d'eau va d'ailleurs nous permettre de voir comment une pompe à chaleur peut récupérer la chaleur de bas niveau à l'aide d'un peu d'énergie de haut niveau (diapo 7a). Ce chalet à flanc de montagne a un problème d'approvisionnement en eau: l'étang situé en haut ne peut fournir que la moitié de l'eau potable nécessaire. Si l'on se contente de siphonner l'étang (diapo 7b), les occupants seront à court d'eau à la moitié de la saison et devront alors puiser à grands efforts (diapo 7c) l'eau "de bas niveau" du grand lac situé plus bas. Or, avec un peu d'ingéniosité (diapo 7d), on peut faire en sorte que l'eau "de haut niveau" de l'étang fournisse le travail nécessaire pour puiser l'eau "de bas niveau" du lac. De cette façon (diapo 7e), un seau d'eau de haut niveau permet de puiser un seau d'eau de bas niveau, ce qui double l'approvisionnement en eau du chalet sans grand effort de la part des occupants.

Revenons maintenant aux pompes à chaleur (diapo 8); l'énergie électrique (de haut niveau) fournit le travail nécessaire pour transférer dans le bâtiment la chaleur extérieure de bas niveau. Par temps doux, la pompe à chaleur peut transférer deux unités de chaleur ou davantage en utilisant une seule unité d'énergie électrique, pour fournir trois unités de chaleur de haut niveau, donc utile. Par temps froid, ce transfert devient plus difficile, et la proportion d'énergie de haut niveau à investir augmente; le rapport devient de 1 ou un peu plus à 2 environ. A quoi ressemble une pompe à chaleur (diapo 9)? Considérons un climatiseur de fenêtre, qui refroidit la pièce en transférant la chaleur à l'extérieur; qu'arrive-t-il si on l'inverse (diapo 10)? On se trouve à refroidir l'extérieur en transférant de la chaleur de bas niveau à l'intérieur. De telles pompes à chaleur sont utilisées en Floride et au Japon, et la plupart peuvent être inversées au moyen d'une simple commande.

Une pompe à chaleur plus courante au Canada est constituée d'une partie à l'extérieur et d'une autre à l'intérieur; elle est combinée à la chaudière pour chauffer le bâtiment au plus fort de la saison de chauffage.

Des études récentes montrent que dans certains cas où la climatisation est nécessaire en été, l'économie de combustible de chauffage justifie l'investissement supplémentaire d'une pompe à chaleur. Par exemple, ce graphique (diapo 12a) indique que si l'électricité coûte 3.1 ¢/kW.h et le mazout 73 ¢/gal pour une consommation annuelle de 1 000 gallons, une pompe à chaleur permet d'économiser entre \$60 et \$300 par année suivant la qualité de l'installation et le réglage des appareils de commande. A mesure qu'augmente le prix du pétrole par rapport à celui de l'électricité, l'économie devient

plus intéressante (diapo 12b): si l'électricité coûte 4 ¢/kW.h et le mazout \$1.40/gal, on économise entre \$270 et \$700 par année.

Examinons maintenant des utilisations actuelles et envisagées des pompes à chaleur (diapo 13).

C'est dans le domaine du chauffage et de la climatisation que l'utilisation des pompes à chaleur est le plus répandue en Amérique du Nord. Des modèles intégrés sont largement utilisés aux Etats-Unis principalement pour la climatisation, mais aussi pour économiser sur le chauffage étant donné la montée du prix de l'énergie. La diapositive 14 montre la tendance du marché. Notez qu'on prévoit la production, en 1980, de 600 000 unités. Par comparaison, la demande canadienne de 1979 se chiffre à 5 000 unités. En Allemagne, on évalue la demande de 1980 entre 15 000 et 18 000 unités. Les pompes allemandes sont différentes des pompes air-air nord-américaines puisque les Allemands chauffent à l'eau chaude (c'est pourquoi ils utilisent des pompes à chaleur air-eau) et climatisent peu. Examinons maintenant diverses installations de chauffage résidentiel actuellement à l'étude dans le monde (diapo 15). Les fabricants sont en train d'améliorer le rendement des pompes à chaleur air-air grâce à des recherches parrainées par la Canadian Electrical Association, l'Electrical Power Research Institute et le Département de l'Energie des Etats-Unis. Des pompes à chaleur à source souterraine (comportant des serpentins enterrés, des longueurs de tuyau placées dans des puits ou des serpentins immergés dans des lacs ou des rivières) sont à l'essai dans divers pays scandinaves, aux Etats-Unis et aux Iles-de-la-Madeleine, et ont été étudiées en Ontario au début des années 50. La pompe à chaleur de machine à glace (diapo 16), combinée à un réservoir de stockage, peut assurer tout le chauffage en hiver plus une climatisation gratuite en été dans les



climats relativement doux. Au Canada, cependant, un tel système produirait beaucoup trop de glace pour être utilisable efficacement à longueur d'année.

Une pompe à chaleur collectant l'énergie d'un panneau solaire peut en rendre le fonctionnement très efficace, le panneau fonctionnant alors à très basse température et cédant ainsi très peu de chaleur à l'air ambiant. En ajoutant une capacité de stockage, on fait encore meilleur usage de l'énergie disponible. La maison de M. Doug Lorriman, à Mississauga, est un excellent exemple pratique de ce système. L'inconvénient évident est l'investissement que représentent le matériel et les dispositifs de commande.

Dans les pays relativement chauds d'Europe, plusieurs chercheurs étudient l'utilisation des pompes à chaleur avec un "toit capteur", simple panneau muni d'une tuyauterie et servant de capteur de chaleur. La pompe à chaleur refroidit la surface du toit au-dessous de la température ambiante, et le panneau absorbe la chaleur transmise par convection naturelle ou par rayonnement. Aux températures voisines du point de congélation, du givre se forme sur le panneau et peut s'y accumuler; le dégivrage se fait dans les périodes où la température remonte au-dessus du point de congélation, lorsque la pompe à chaleur est au repos. Plusieurs variantes de ce concept sont à l'essai, notamment un montage horizontal de plaques parallèles sur un toit et ce qu'on peut appeler une "tour caprice" (montage vertical en batterie sur le sol d'une douzaine de tubes à ailettes). Ces idées ont le mérite d'éliminer le besoin d'un ventilateur, avec la réduction de coût d'investissement, de consommation d'énergie et de bruit qui en résulte.

Dans les grands édifices commerciaux, où les gains thermiques internes dus à l'éclairage et aux occupants exigent l'évacuation de la chaleur à longueur d'année, ce surplus de chaleur sert souvent à chauffer en hiver les zones périphériques, plus exposées aux déperditions. La pompe à chaleur est parfaitement adaptée aux deux fonctions et, combinée avec un stockage d'eau chaude et d'eau froide, permet d'améliorer encore l'utilisation des calories perdues. Souvent, la capacité de stockage permet de faire fonctionner la pompe en dehors des périodes de pointe pour réduire la facture d'électricité. La ville de Toronto compte plusieurs exemples de telles installations, notamment la Hydro Place et les édifices du gouvernement fédéral des rues Yonge et Sheppard.

Voyons maintenant un autre exemple d'utilisation de la pompe à chaleur (diapo 17): la récupération des calories perdues dans une usine d'électroplastie. L'électroplastie nécessite cinq bains successifs (nettoyage, traitement à l'acide, préparation, électrolyse et lavage). Deux des bains doivent être chauffés et les trois autres refroidis, car l'électrolyse dégage beaucoup de chaleur. Une pompe à chaleur est installée pour transférer la chaleur des bains d'électrolyse aux bains de préparation. Notons qu'il a fallu résoudre des problèmes spéciaux, comme la corrosion des échangeurs de chaleur.

Le séchage du papier est peut-être parmi les procédés industriels les plus "gourmands" en énergie, et l'un de ceux où se fait le plus grand gaspillage. On fait passer le papier sur 30 cylindres chauffés à la vapeur, la chaleur et l'humidité dégagées par le séchage étant ensuite généralement évacuées. Dans au moins un cas, en Europe, on a construit une hotte

par-dessus le poste de séchage pour récupérer la chaleur et la recycler dans les cylindres au moyen d'une pompe à chaleur.

Dans les procédés où intervient le bouillage d'un liquide, on peut recomprimer la vapeur dégagée et la réinjecter à une température supérieure de façon extrêmement efficace au moyen d'une pompe à chaleur. L'industrie de la bière en Allemagne compte des exemples de cette utilisation.

Le séchage au four du bois de construction (diapo 18) est lui aussi un procédé gourmand en énergie; il se répand de plus en plus en raison de la hausse considérable du prix du bois. Le séchage au four réduit les pertes dues au gauchissement, au fendillage, etc. et réduit en outre le temps d'immobilisation du bois chez le producteur (d'où une réduction de l'intérêt sur l'investissement). Des pompes à chaleur fonctionnant à 60 °C sont utilisées de façon très efficace pour sécher les bois durs sur une période de 3 à 4 semaines, permettant des économies d'énergie égales à environ 4% du prix du bois et éliminant les pertes de bois. Un certain nombre de ces pompes sont actuellement utilisées au Canada pour le séchage des bois durs. Les résineux sont séchés à des températures beaucoup plus élevées, souvent au moyen d'un matériel au mazout, sur une période plus courte (7 jours environ); il n'existe pas encore de pompes à chaleur adaptées à une telle application. Une nouvelle pompe à chaleur pour hautes températures, fonctionnant à 80 °C, pourrait amener une percée sur le marché des résineux. En Europe, le séchage de la brique, de la céramique et des nouilles à l'aide de pompes à chaleur est très répandu.



L'utilisation des pompes à chaleur pour évaporer le lait ou d'autres aliments ou pour concentrer diverses solutions (sucre, boissons alcooliques, etc.) est de plus en plus courante en Europe.

Les pompes à chaleur peuvent être utilisées de façon très efficace pour récupérer les solvants par pompage direct de la vapeur. Dans le cas illustré (diapo 19), un des composés du Fréon sert de solvant pour l'huile de la croûte de laminage dans un train de laminoirs.

Les pompes à chaleur constituent le seul moyen d'augmenter la quantité d'énergie thermique stockée dans un milieu donné. Leur utilisation n'est limitée que par l'imagination. Les facteurs qui déterminent leur praticabilité sont la rentabilité et la possibilité de concevoir un matériel adapté à la situation.

En Europe, on a proposé de "concentrer" la chaleur de l'eau d'une rivière et de récupérer la chaleur d'une usine de traitement des eaux usées, pour le chauffage urbain.

Le chauffage de l'eau domestique au moyen de pompes à chaleur se pratique dans plusieurs pays (diapo 20). Par exemple, aux Etats-Unis, une pompe à chaleur intégrée, de la grosseur d'une valise, se vend environ \$600 et se raccorde à un chauffe-eau déjà installé. La pompe à chaleur fait circuler l'air ambiant et en retire la chaleur (refroidissant ainsi le sous-sol) et chauffe l'eau avec environ la moitié de l'énergie consommée par un chauffe-eau classique. En hiver, il est vrai, la pompe "vole" une partie de la chaleur

fournie à la maison par la chaudière; en revanche, l'été, la pompe refroidit et déshumidifie "gratuitement" le sous-sol. D'autres modèles sont vendus aux Etats-Unis, notamment un ensemble intégré pompe à chaleur et chauffe-eau. Au Danemark, on produit un ensemble semblable qui prend la chaleur à l'extérieur, pour éviter l'inconvénient précité pendant la saison de chauffage.

Comment peut-on utiliser les pompes à chaleur pour économiser le pétrole (diapo 21)? L'utilisation la plus évidente est comme appoint au chauffage résidentiel au mazout, surtout si la climatisation est nécessaire en été. Il se peut que, dans un avenir rapproché, la pompe à chaleur se révèle justifiée pour le chauffage seulement, suivant l'évolution des coûts relatifs de l'électricité et du pétrole ou l'importance de subventions éventuelles sur les pompes à chaleur.

L'utilisation dans le séchage du bois, les résineux notamment, permettra des économies appréciables de combustibles fossiles.

L'industrie chimique, notamment le secteur pétrochimique, est une candidate de choix pour l'utilisation des pompes à chaleur à des fins d'économie du pétrole.

L'industrie alimentaire (où la même usine a souvent besoin en même temps de chaleur et de froid) est un secteur tout désigné pour les pompes à chaleur.

Le chauffage et la déshumidification des serres, là où on utilise couramment le gaz propane et le mazout, se prêtent bien à l'utilisation de pompes à chaleur.

Voyons maintenant les obstacles qui s'opposent à l'utilisation des pompes à chaleur (diapo 22). Le matériel existe et peut être assemblé de façon à offrir la fiabilité voulue. Les conditions économiques sont plus favorables en Europe, où l'énergie coûte plus cher qu'en Amérique; les utilisations industrielles sont plus avancées là-bas.

Le savoir-faire relatif aux applications des pompes à chaleur industrielles est très avancé en Europe, mais l'est bien davantage en Amérique dans le cas des pompes à chaleur résidentielles et commerciales.

Des deux côtés de l'Atlantique, le client hésite visiblement à s'en remettre à un matériel "non éprouvé". Un partage accru de l'expérience serait bénéfique.

J'espère que mon exposé a pu jeter un peu de lumière sur une situation énergétique complexe. Nous dépendons trop des deux premières lois; il serait temps de mettre à profit la troisième et de commencer à récupérer l'énergie que nous dissipons depuis longtemps.



# Le rôle des POMPES À CHALEUR face à la montée du coût de l'énergie primaire et à l'évolution des conditions d'approvisionnement

1. Énergie
2. Solutions de rechange
3. Pompes à chaleur
4. Économies de pétrole

# Énergie

Première loi → Création  
→ Destruction

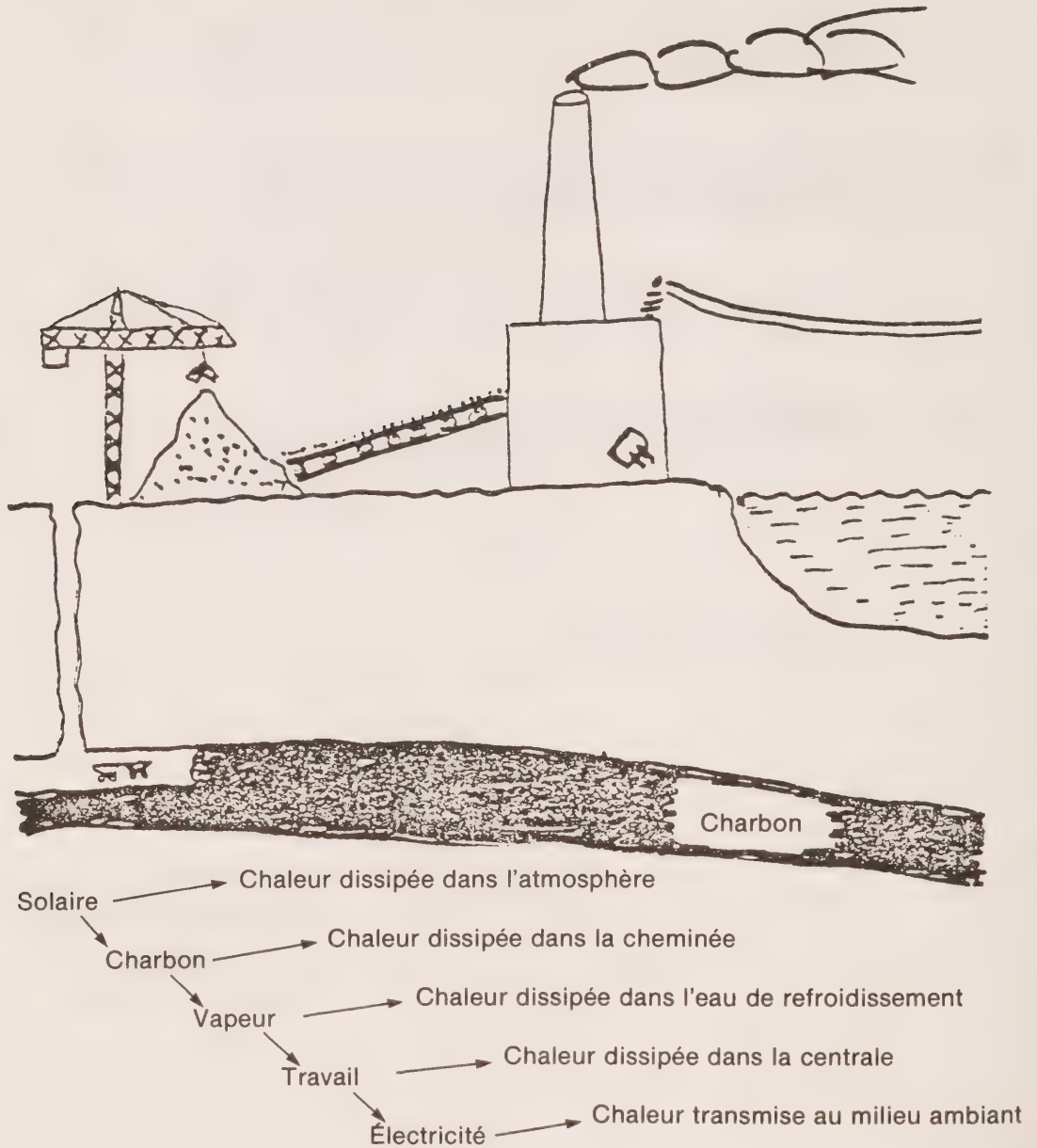
Deuxième loi → La chaleur tend  
à «descendre»

Troisième loi





## Conversions énergétiques



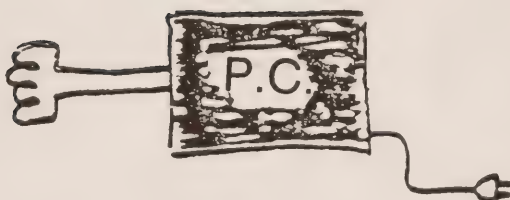
## Énergies de remplacement exploitables par les pompes à chaleur

### 1. Énergie solaire

- air
- eau
- sol
- collecteurs

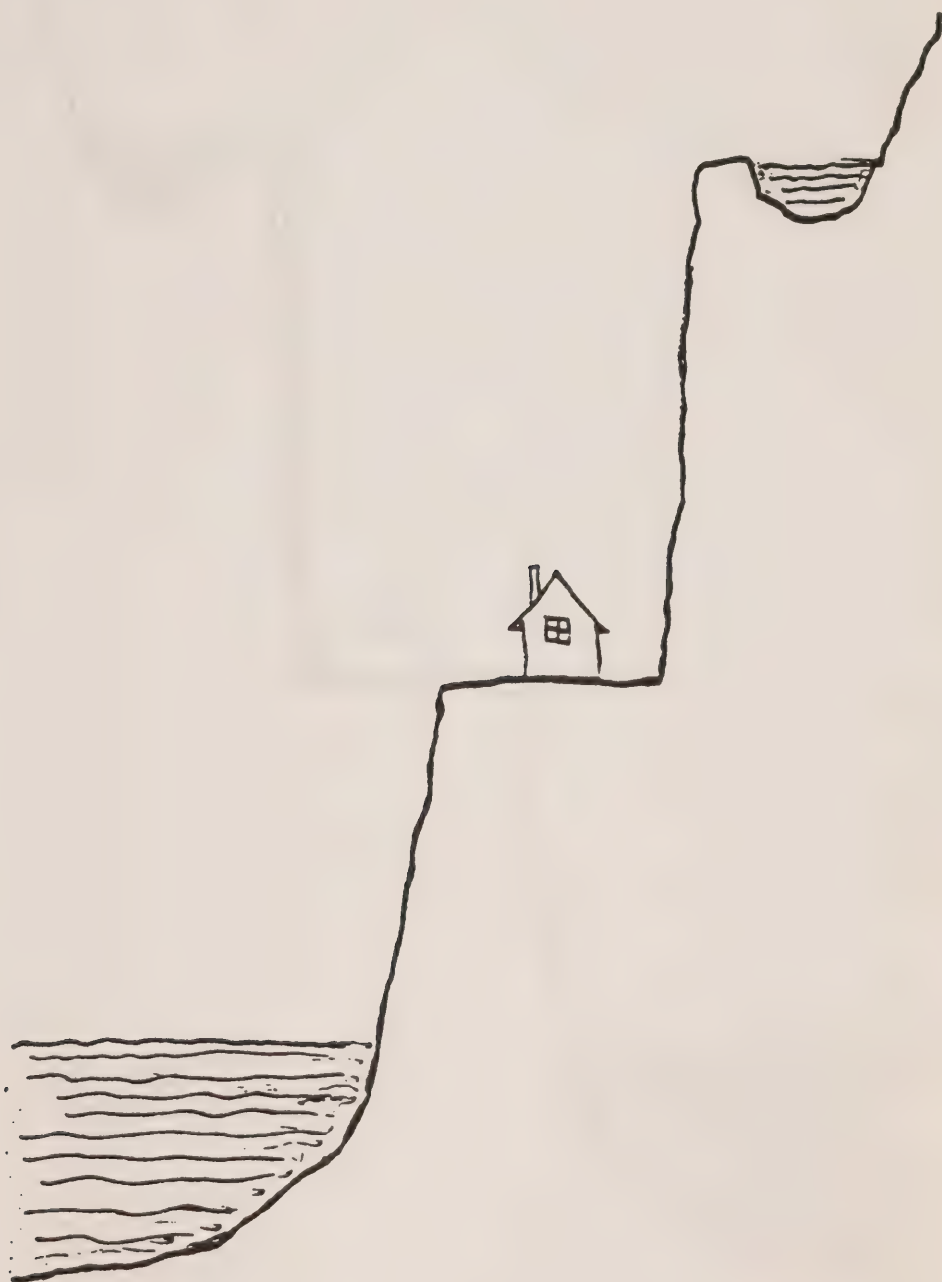
### 2. Chaleur perdue

- eau rejetée
- air rejeté
- vapeur rejetée

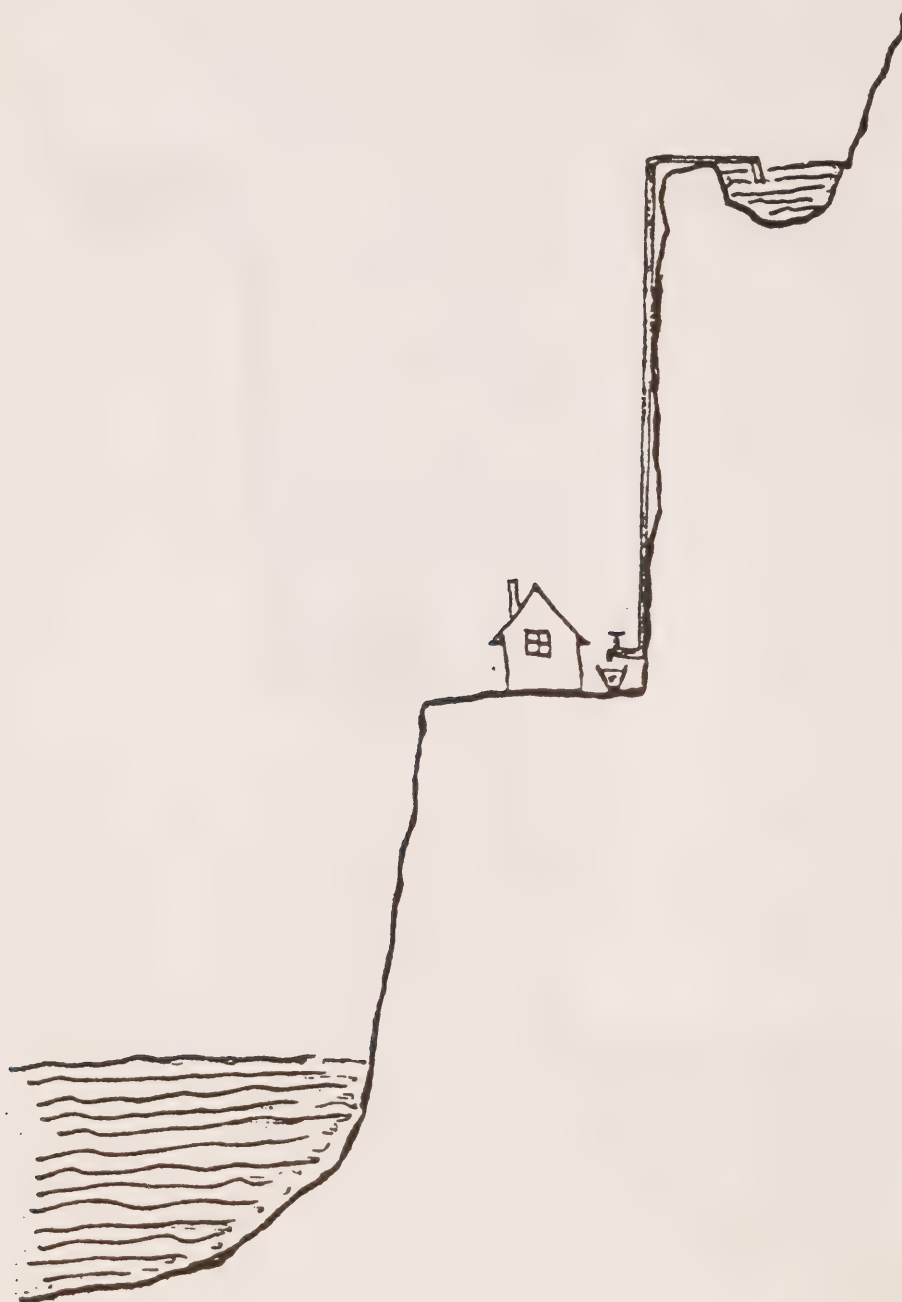




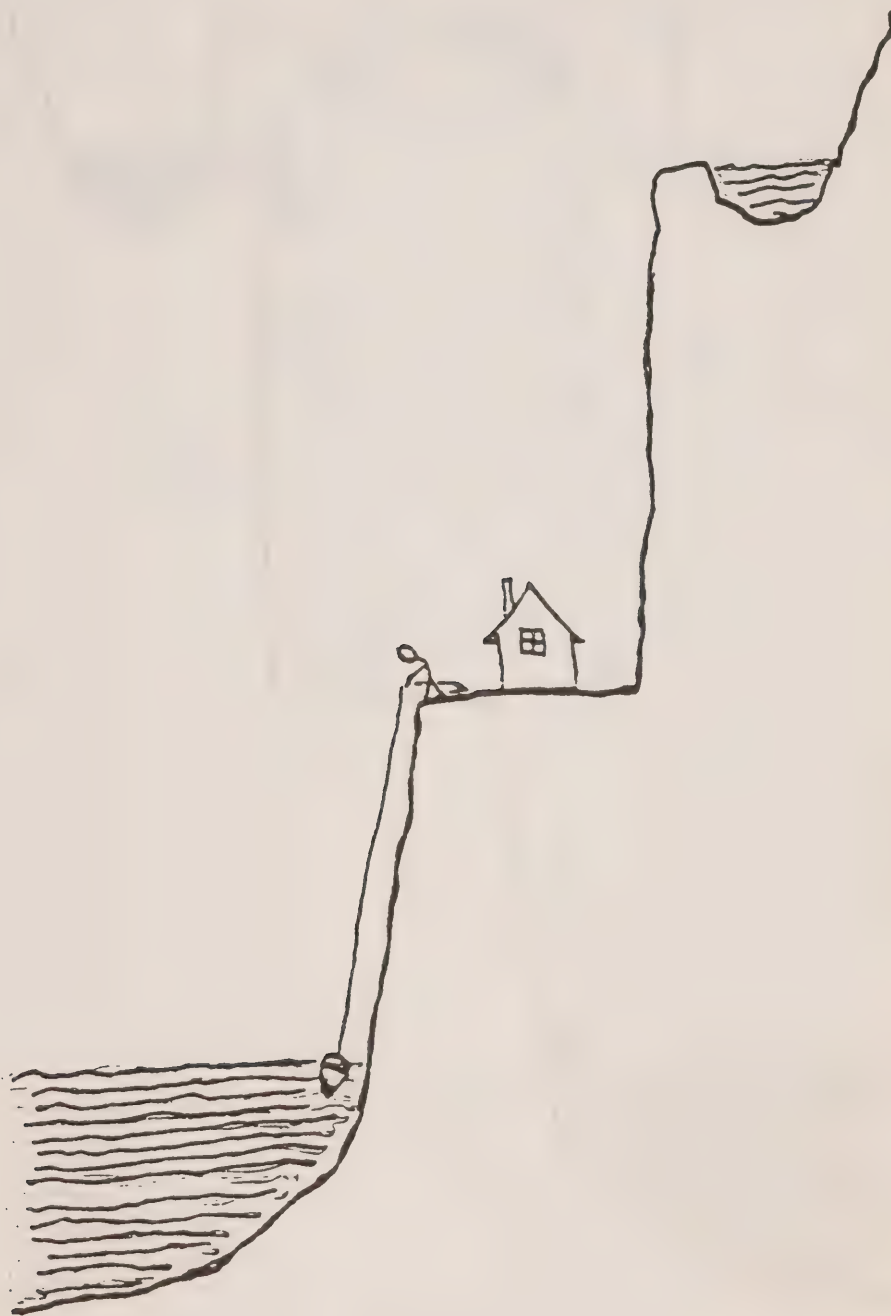




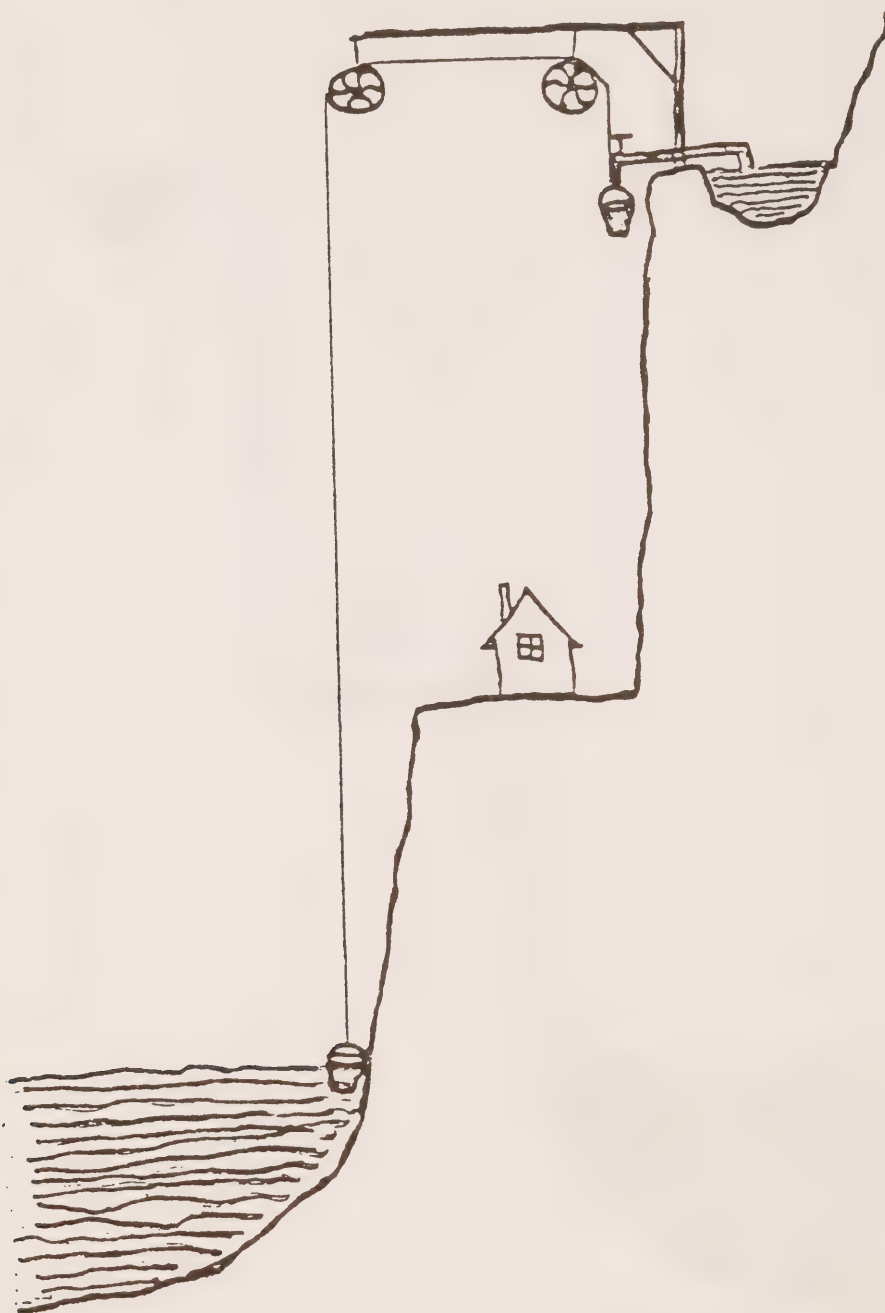
Diapositive 7a



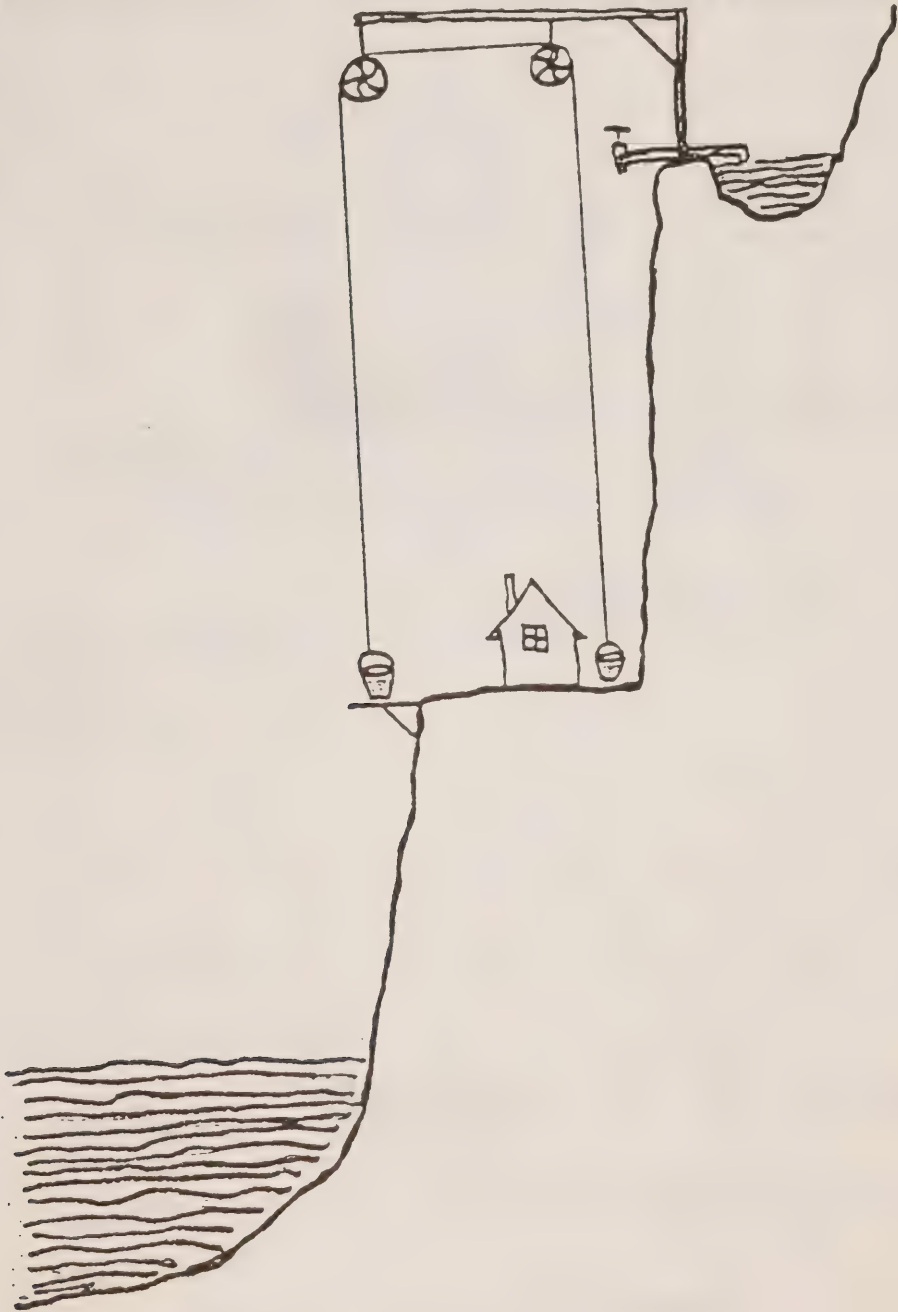
Diapositive 7b



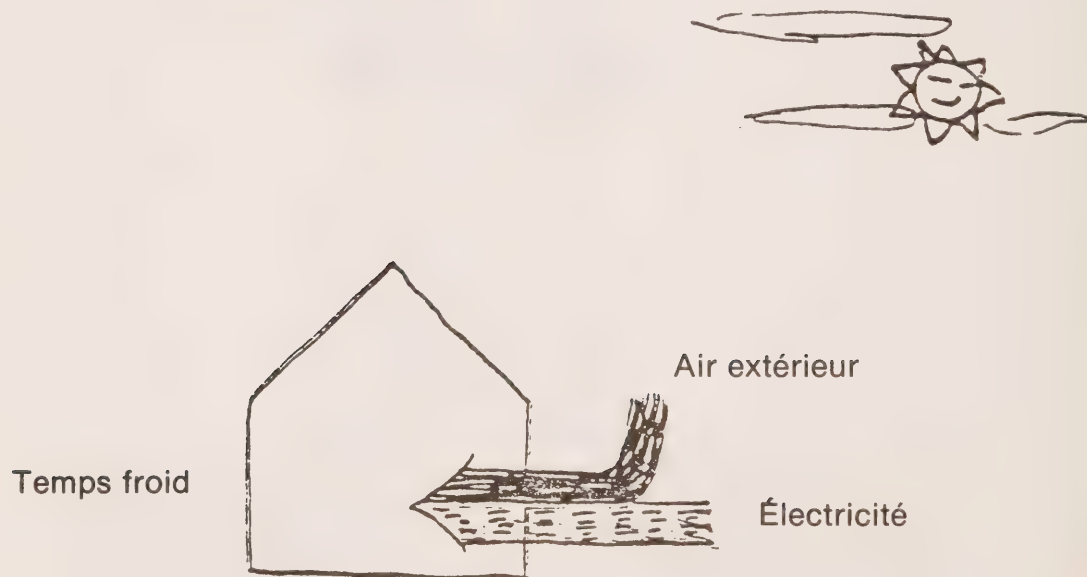
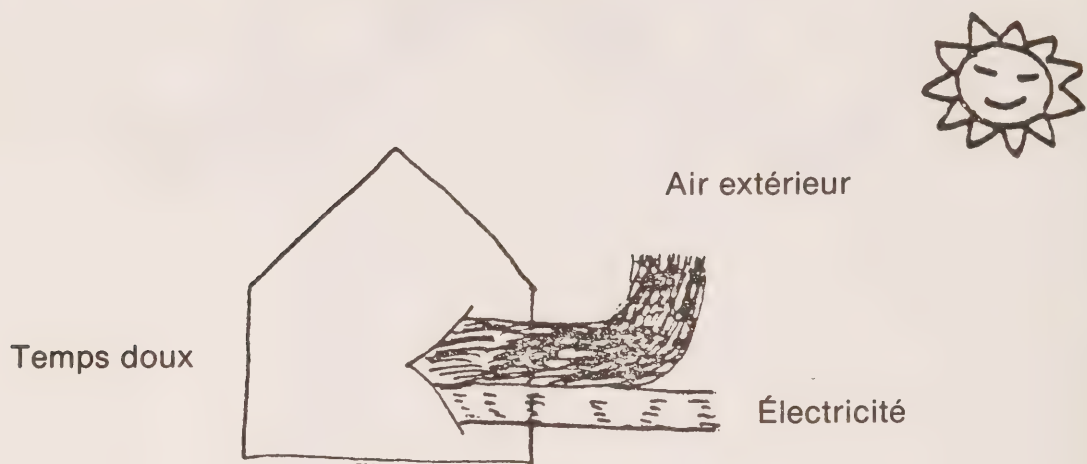




Diapositive 7d

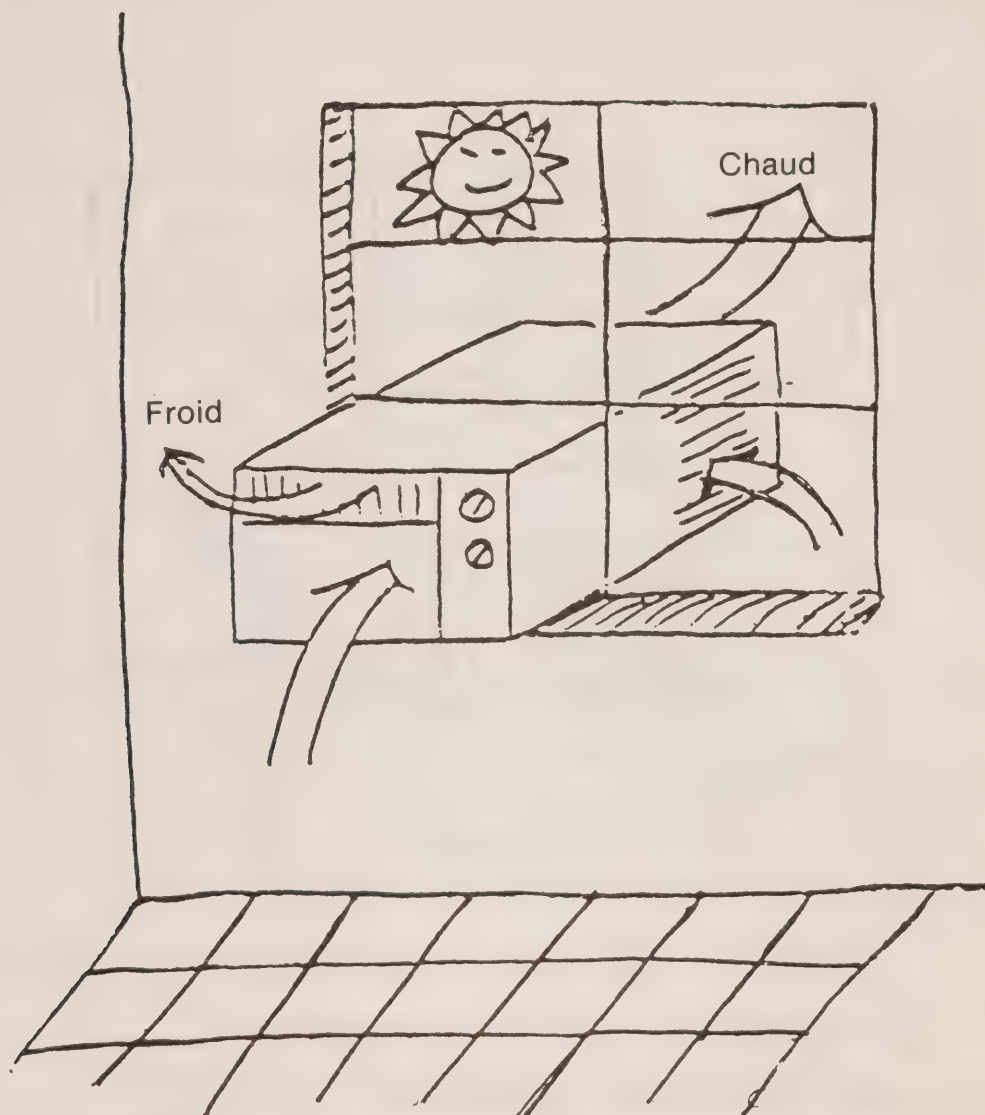


# Circulation de l'énergie

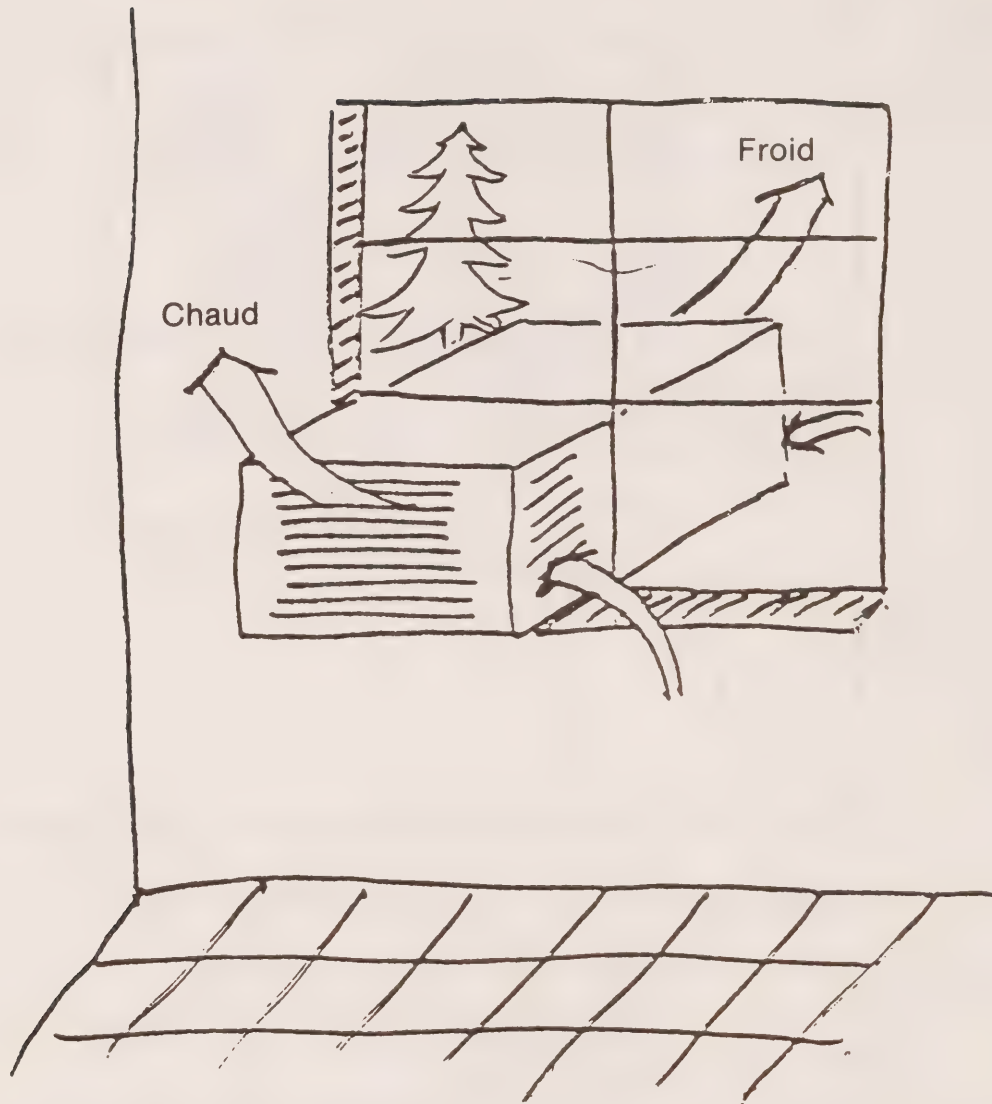


Pompe à chaleur air-air

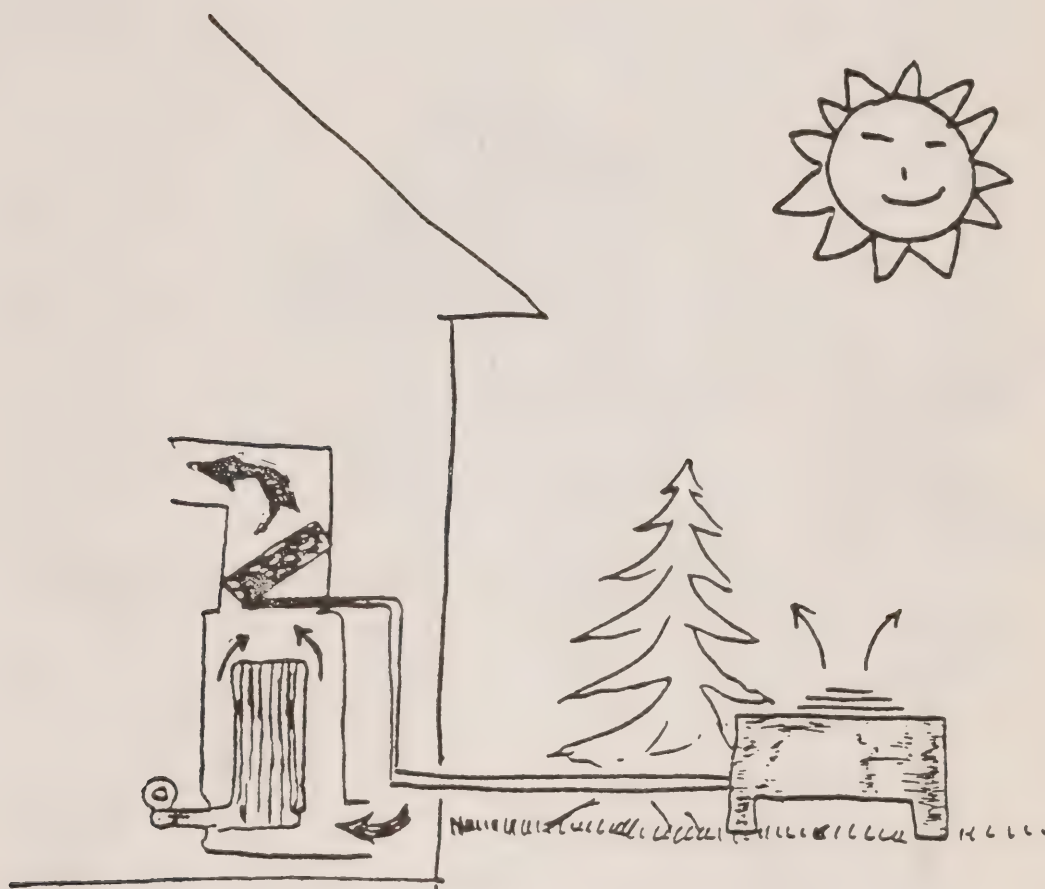




Pompe à chaleur utilisée en climatiseur

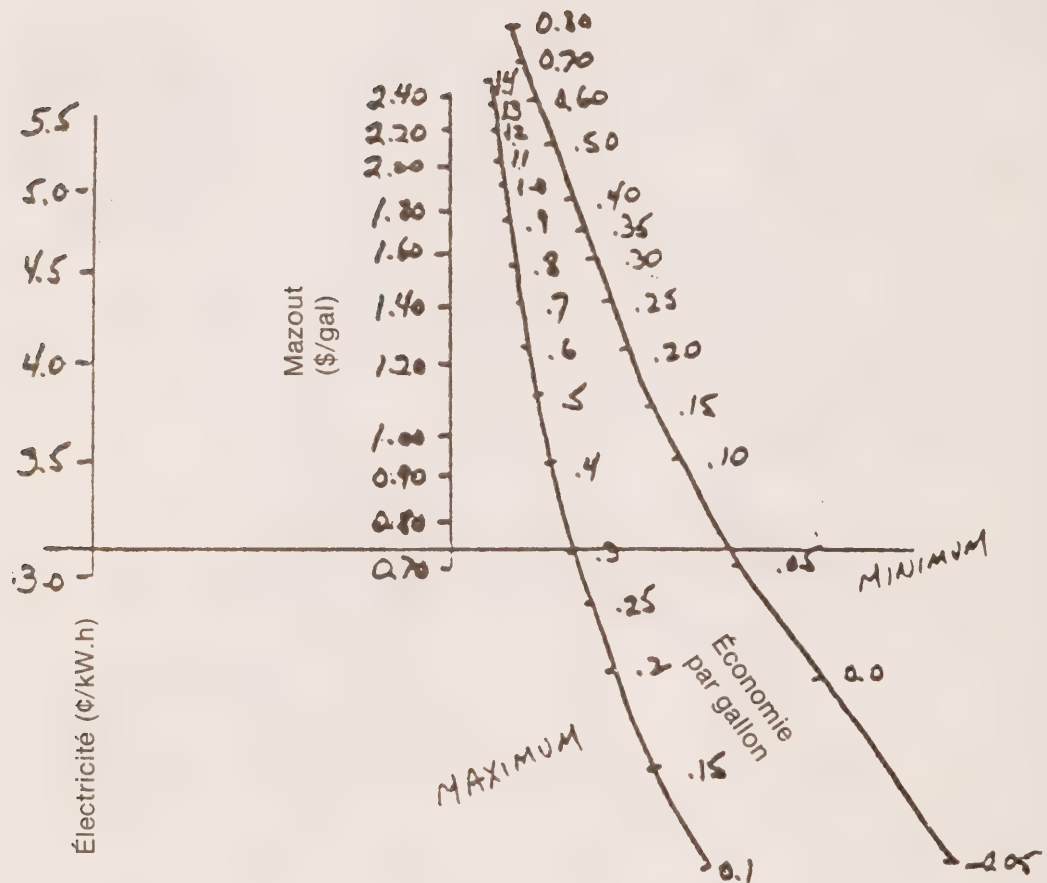


Pompe à chaleur utilisée pour le chauffage

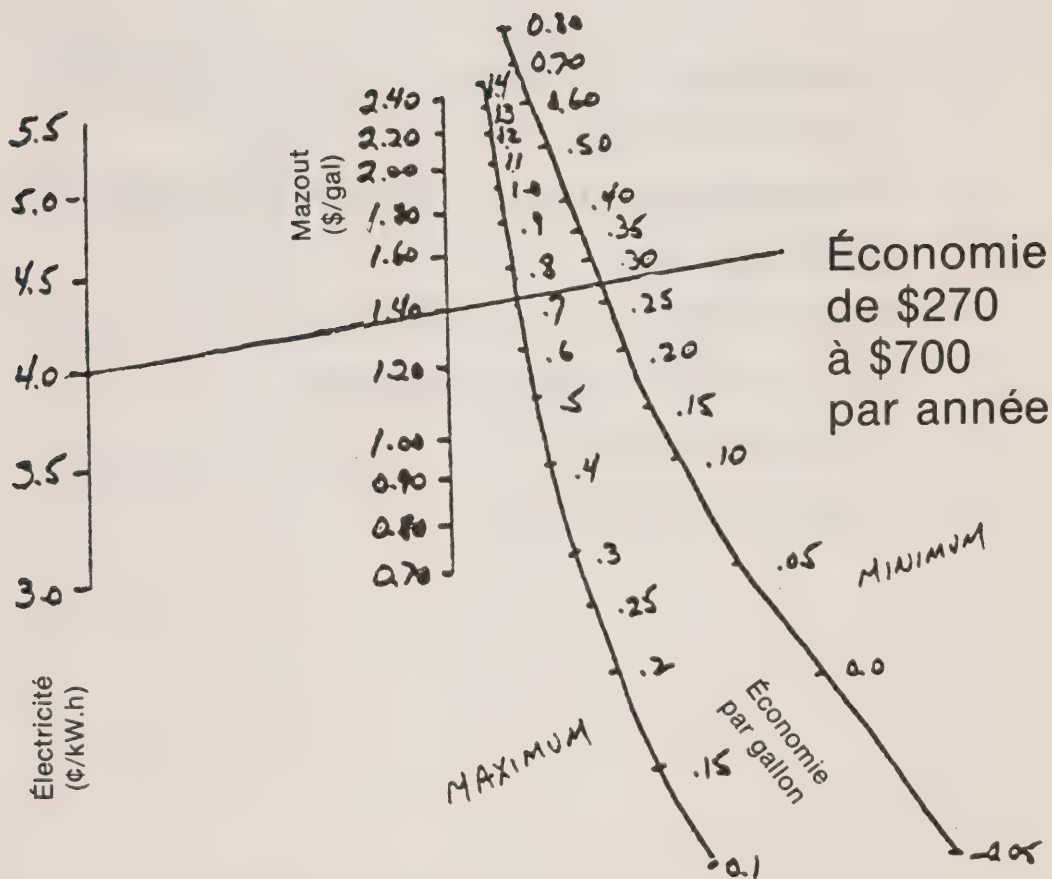


Pompe à chaleur «d'appoint»





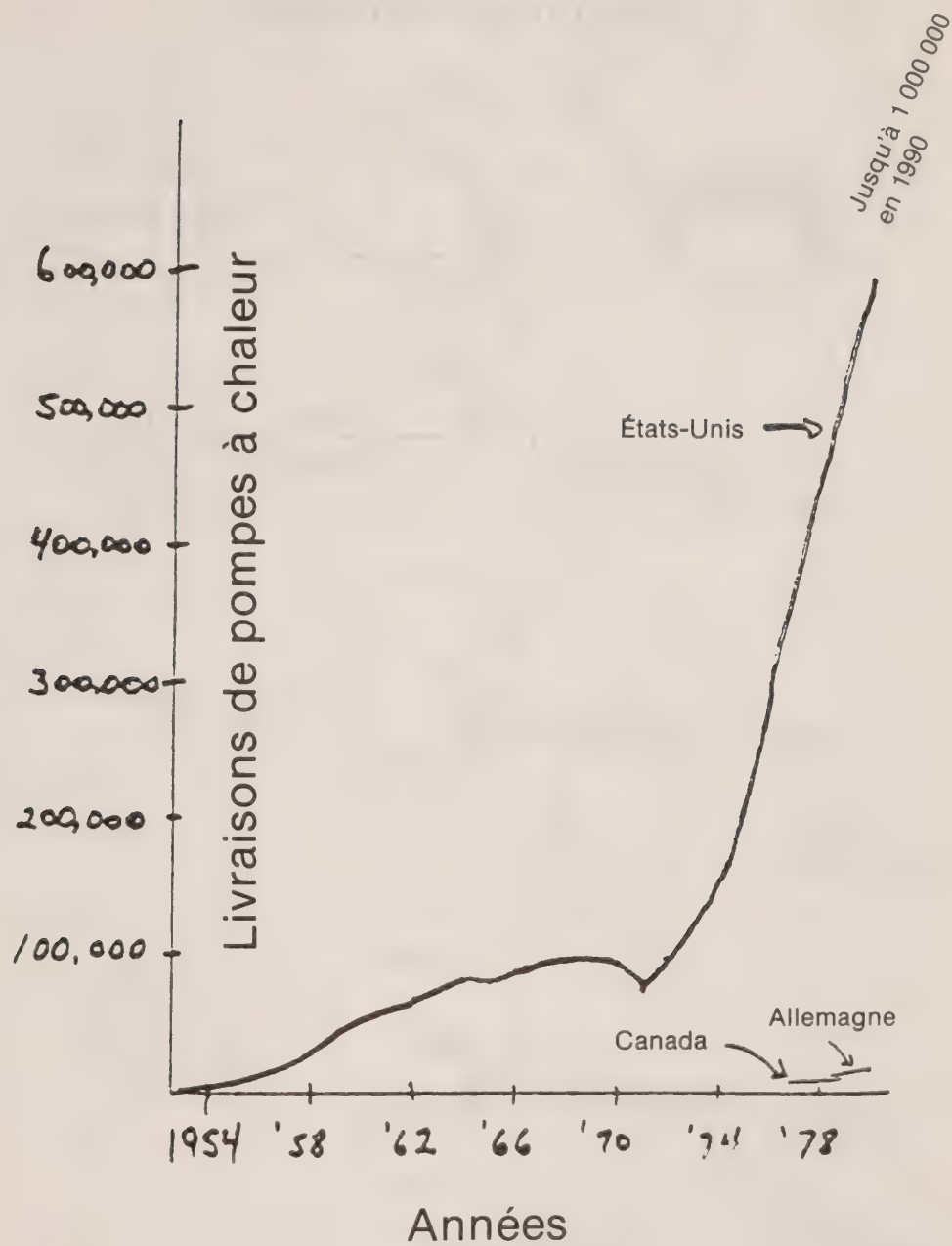
Pour 1 000 gal/année,  
économie de \$60 à \$300



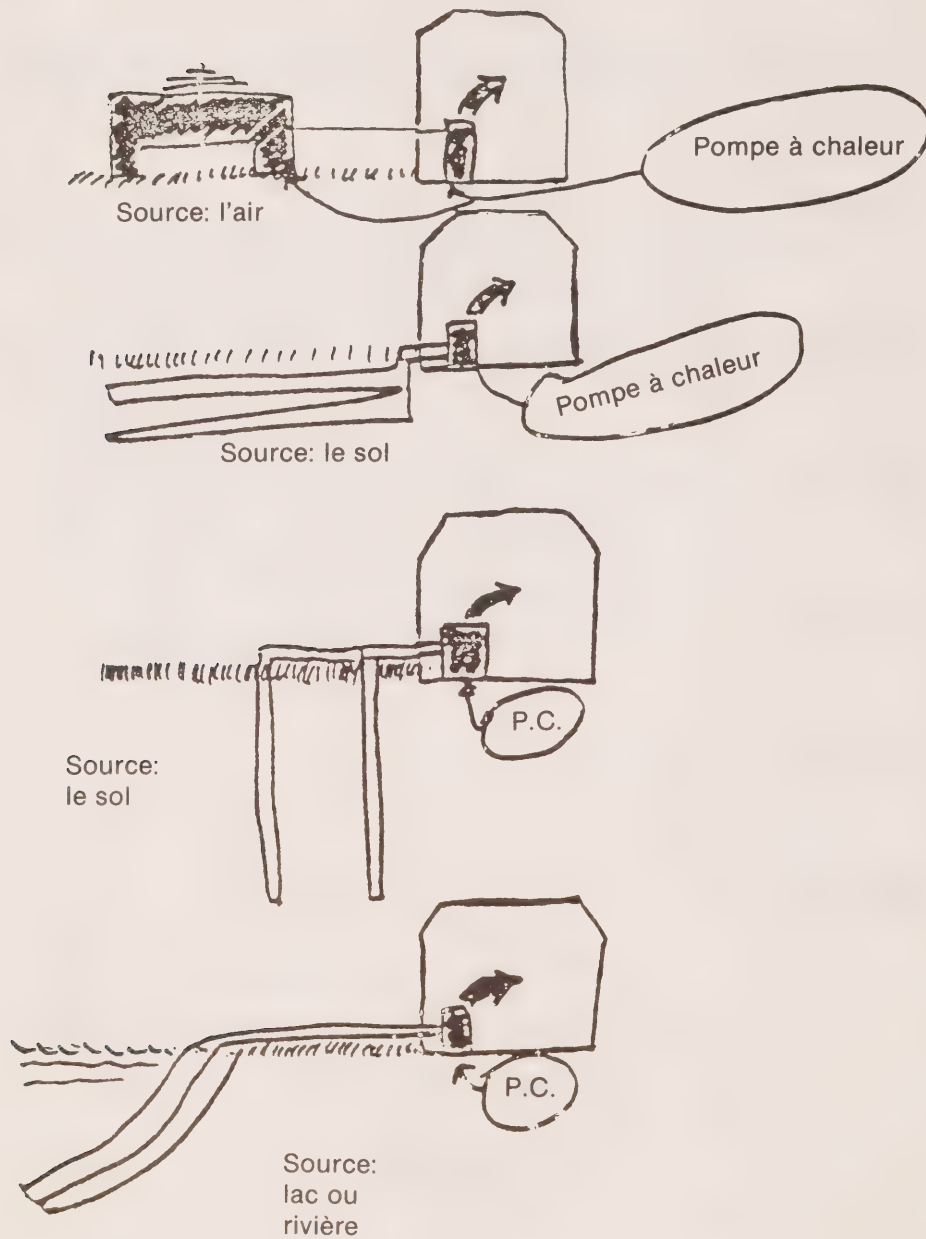
## Utilisation des pompes à chaleur

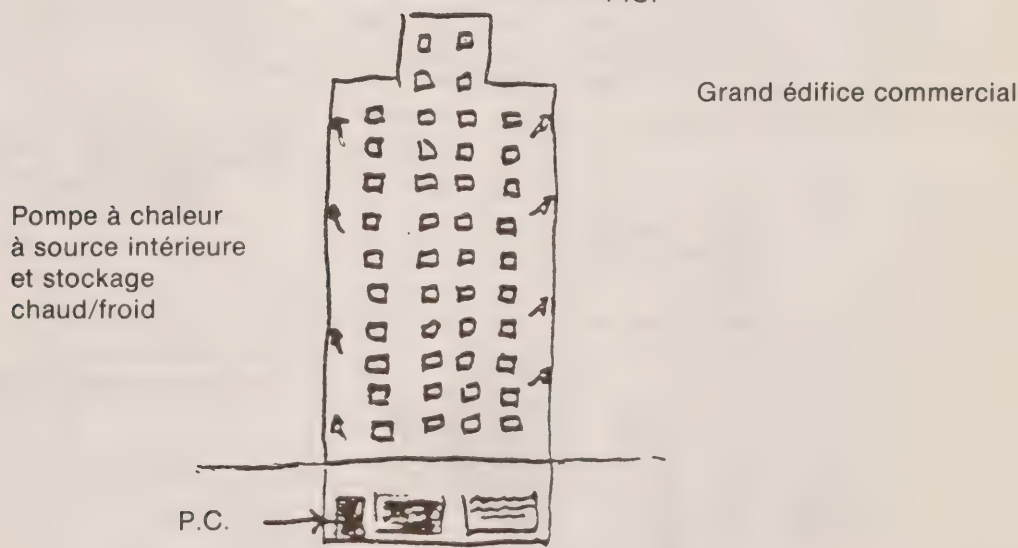
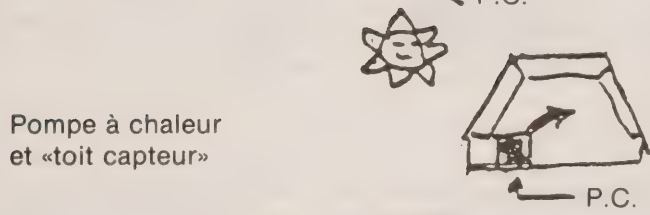
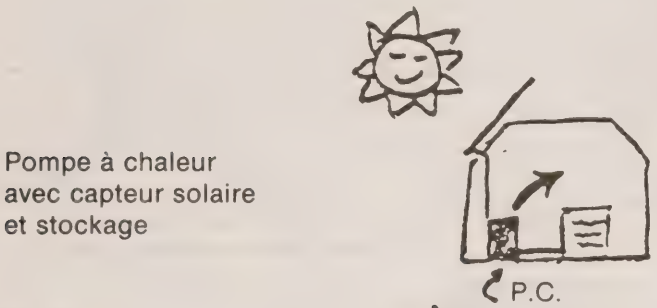
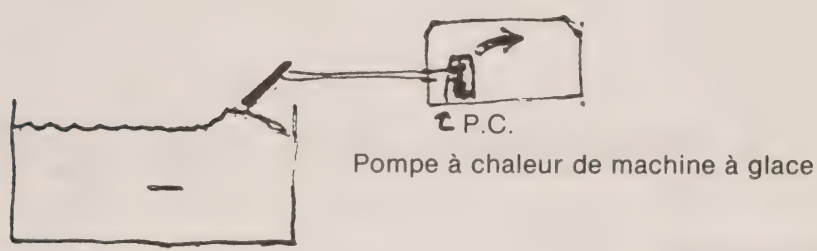
1. Chauffage d'ambiance et climatisation commerciaux et résidentiels
2. Récupération de la chaleur perdue
3. Séchage
4. Évaporation, concentration
5. Récupération des solvants
6. Concentration de l'énergie
7. Chauffage de l'eau





# 1. Chauffage résidentiel

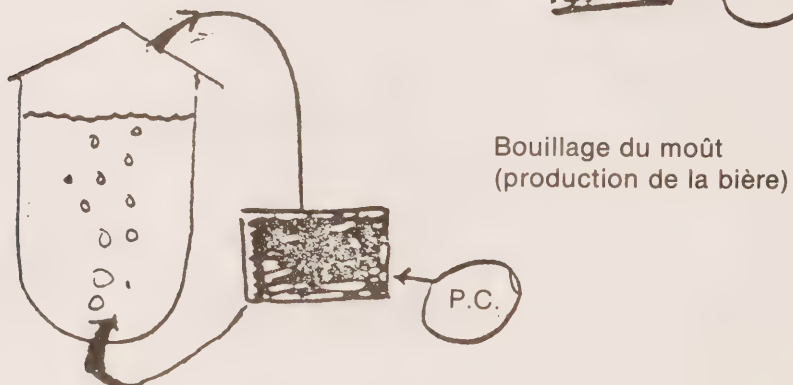
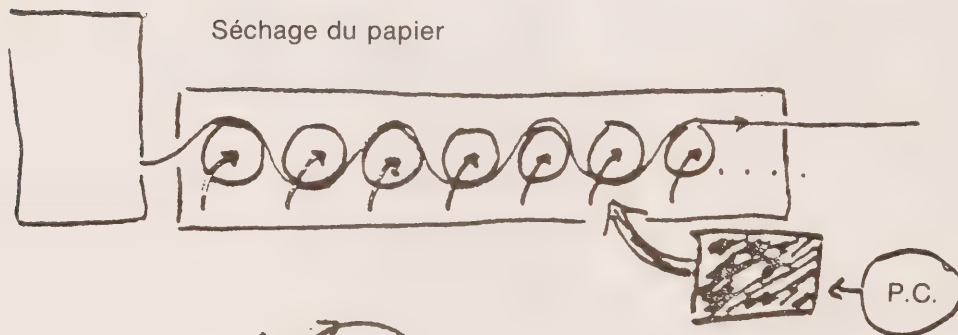
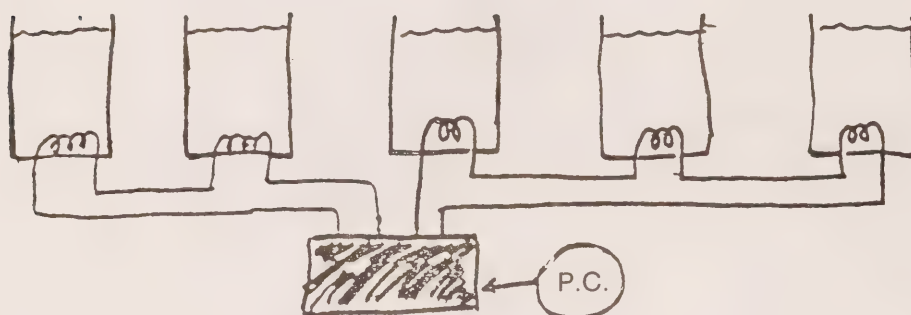




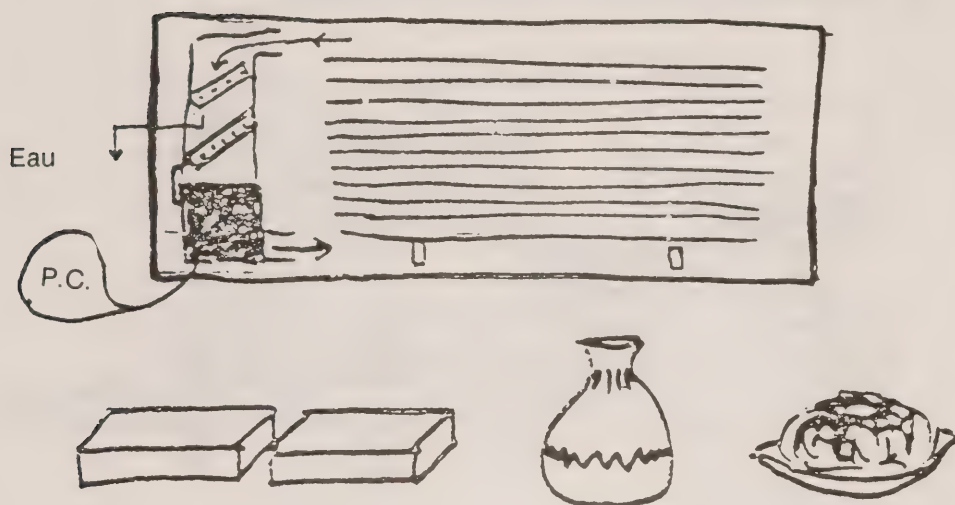


## 2. Récupération de la chaleur perdue

### Électroplastie

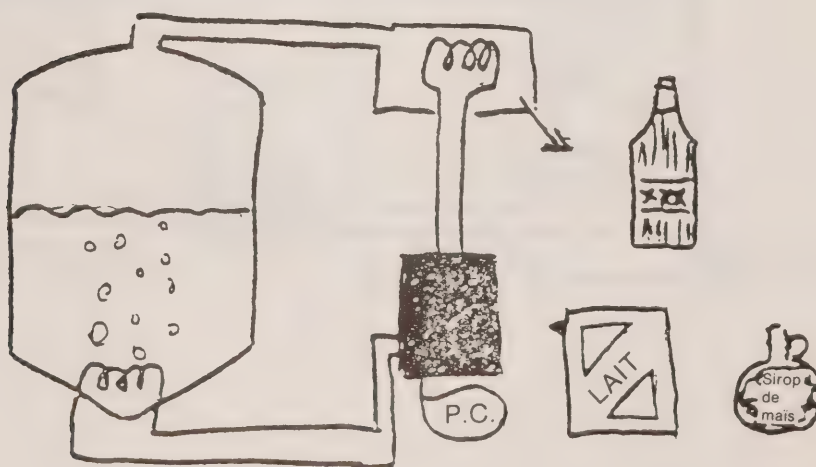


### 3. Séchage

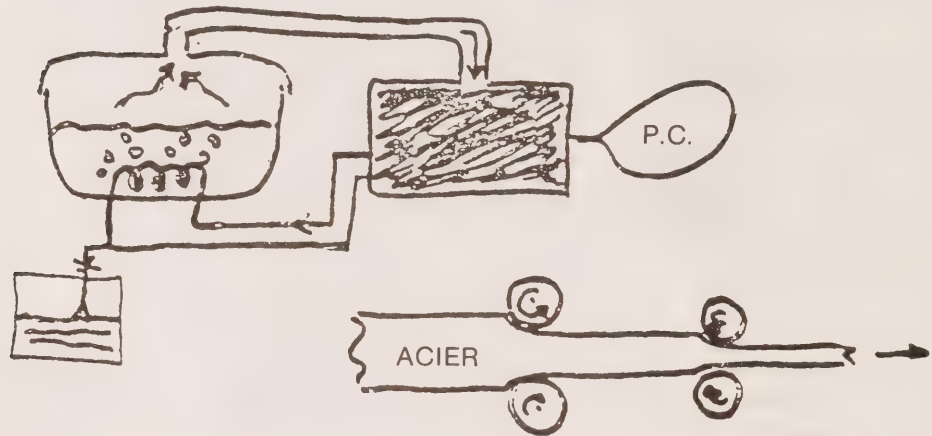


### 4. Évaporation

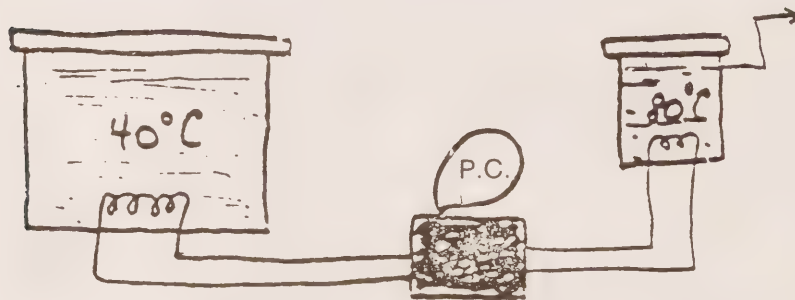
### Concentration



## 5. Récupération des solvants

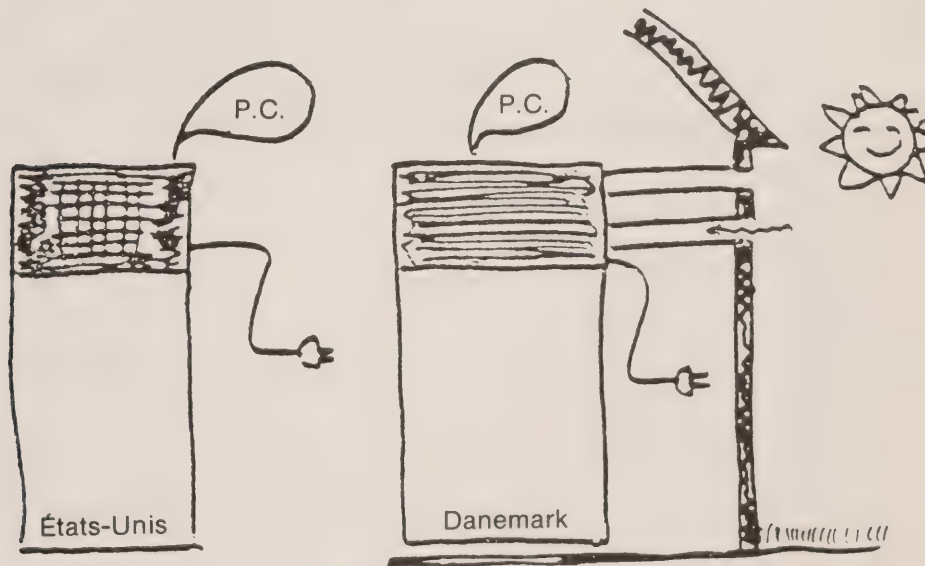
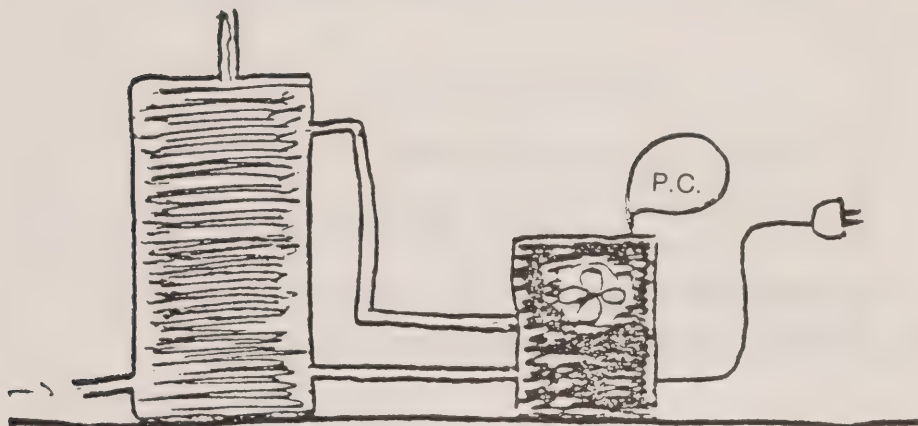


## 6. Concentration de l'énergie





## 7. Chauffage de l'eau domestique



## Économies de pétrole

1. Chauffage résidentiel
2. Séchage du bois au four
3. Industrie chimique
4. Industrie alimentaire
5. Chauffage des serres

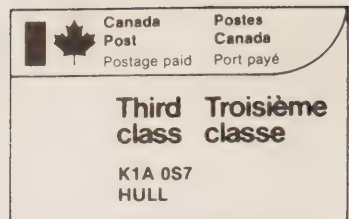
## Obstacles

1. L'équipement? Il existe.
2. La rentabilité? Bonne aux États-Unis,  
en Grande-Bretagne et en Allemagne.
3. Savoir-faire?
  - Avancé en Europe
  - En retard en Amérique
4. Réticence des clients?
  - Oui: on veut quelque chose d'«éprouvé».









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From National Energy Board:*

#### *On Tidal Energy:*

Mr. A. N. Karas, Assistant Director, Planning Group,  
Electric Power Branch.

### *From Environment Canada:*

Mr. R. H. Clark, Senior Engineering Advisor, Inland  
Waters Directorate.

### *From Ontario Hydro:*

#### *On Heat Pumps:*

Mr. S. Stricker, Research Division, Electrical Department.

### *De l'Office national de l'énergie:*

#### *Énergie marémotrice:*

M. A. N. Karas, directeur adjoint, Groupe de planification,  
Direction de l'électricité.

### *D'Environnement Canada:*

M. R. H. Clark, conseiller principal en ingénierie, Direction  
générale des eaux intérieures.

### *De Hydro Ontario:*

#### *Pompes à chaleur:*

M. S. Stricker, Division de la recherche, Département de  
l'électricité.



HOUSE OF COMMONS

Issue No. 9

Wednesday, July 30, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 9

Le mercredi 30 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

## Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

## Énergie de remplacement du pétrole

DEPOSITARY GENERAL

RESPECTING:

Study on alternative energy  
and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement  
du pétrole

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980

SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre

Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre

Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JULY 30, 1980  
(13)

[Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 9:41 o'clock a.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager; Mrs. Judy Beange and Mr. John Graham, Committee Research Officers.

*Witnesses: From Canadian Renewable Energy News: On Alternative Energy and Conservation:* Mr. J. Passmore, Feature and International Editor; *From Economic Council of Canada: On Energy Economics:* Dr. Peter Cornell, Senior Policy Advisor; Dr. Ross Preston, Director, CANDIDE Research Group; Mr. Dennis Paproski, Director, Seventeenth Review; Mrs. Bobbi Cain, Research Economist.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated Friday, May 23, 1980 relating to Alternative Energy and Oil Substitution. (See Issue No. 1).

Mr. Passmore made an opening statement and answered questions.

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the brief presented by Mr. Passmore and entitled—The Impact of Conservation on the Supply Potential of Renewable Energy—be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (See Appendix "AEEA-12".)

Messrs. Cornell and Preston made opening statements and, with the witnesses, answered questions.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the documents presented by the Economic Council of Canada and entitled—Introductory Statement by Peter Cornell, Senior Advisor—and—Technical Background Documentation to the Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution—be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (See Appendices "AEEA-13" and "AEEA-14".)

At 1:17 o'clock p.m., the Committee adjourned until 3:00 o'clock p.m. this afternoon.

AFTERNOON SITTING  
(14)

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 3:13 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager;

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 30 JUILLET 1980  
(13)

[Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 9 h 41 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, chef, directeur des projets du Comité; M<sup>me</sup> Judy Beange et M. John Graham, chercheurs du Comité.

*Témoins: De Canadian Renewable Energy News: Énergie de remplacement et conservation:* M. J. Passmore, éditeur international. *Du Conseil économique du Canada: Économie énergétique:* M. Peter Cornell, conseiller en chef, M. Ross Preston, directeur, Groupe de recherche CANDIDE; M. Dennis Paproski, directeur, Dix-septième exposé; M<sup>me</sup> Bobbi Cain, économiste en recherche.

Le Comité reprend l'étude de son ordre de renvoi du vendredi 23 mai 1980 portant sur l'énergie de remplacement du pétrole. (Voir Fascicule n° 1).

M. Passmore fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Sur motion de M. Portelance, il est convenu,—Que le mémoire présenté par M. Passmore et intitulé—Effet des économies sur la part éventuelle des énergies renouvelables dans l'approvisionnement global en énergie—soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (Voir Appendice «AEEA-12».)

MM. Cornell et Preston font des déclarations préliminaires puis, avec les témoins, répondent aux questions.

Sur motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que les documents présentés par le Conseil économique du Canada et intitulés—Note de présentation par Peter Cornell, conseiller en chef—et—Documentation technique établie pour le Comité de l'énergie de remplacement du pétrole—soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (Voir Appendices «AEEA-13» et «AEEA-14».)

A 13 h 17, le Comité suspend ses travaux jusqu'à 15 heures.

SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI  
(14)

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 15 h 13 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents: De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:* M. Dean N. Clay, chef, directeur des projets du Comité;



Messrs. John Graham and John DeGrace, Committee Research Officers.

*Witnesses: From Imperial Oil Limited: On Alternative Energy and Oil Substitution:* Mr. W. A. Bain, Manager, Energy Studies, Corporate Planning Services; Mr. D. J. Cameron, Manager, Renewable Energy, Corporate Planning Services; *From Shawinigan Energy Consultants Limited: On District Heating:* Mr. Geza Farkas, Executive Engineer.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated Friday, May 23, 1980 relating to Alternative Energy and Oil Substitution. (*See Issue No. 1*)

Messrs. Bain and Cameron made opening statements and answered questions.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That the document presented by Imperial Oil Limited and entitled—Imperial Oil Limited, Presentation to Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution—be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendix "AEEA-15".*)

Mr. Farkas made an opening statement and answered questions.

On motion of Mr. Gurbin, it was agreed,—That the documents presented by Mr. Farkas entitled—District Heating, North American Versus European Style—and—District Heating—be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendices "AEEA-16" and "AEEA-17".*)

At 6:20 o'clock p.m. the Committee adjourned to the call of the Chair.

MM. John Graham et John DeGrace, chercheurs du Comité.

*Témoins: De Imperial Oil Limited: Énergie de remplacement du pétrole:* M. W. A. Bain, directeur, Études sur l'énergie, Services de planification des sociétés. M. D. J. Cameron, directeur, Énergie renouvelable, Services de planification des sociétés. *De Shawinigan Energy Consultants Limited: Chauffage par district:* M. Geza Farkas, ingénieur exécutif.

Le Comité reprend l'étude de son ordre de renvoi du vendredi 23 mai 1980 portant sur l'énergie de remplacement du pétrole. (*Voir Fascicule n° 1*).

MM. Bain et Cameron font des déclarations préliminaires et répondent aux questions.

Sur motion de M. MacBain, il est convenu,—Que le document présenté par Imperial Oil Limited et intitulé—Exposé de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée au Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole—soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (*Voir Appendice "AEEA-15".*)

M. Farkas fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Sur motion de M. Gurbin, il est convenu,—Que les documents présentés par M. Farkas, intitulés—Chauffage urbain, Type nord-américain et Type européen—et—Chauffage urbain—soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (*Voir Appendices "AEEA-16" et "AEEA-17".*)

A 18 h 20, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

Wednesday, July 30, 1980

• 0940

[Texte]

**The Chairman:** Good morning, ladies and gentlemen. The committee is pleased this morning to have as our witness Mr. Passmore, Features and International Editor of the newspaper known as *Canadian Renewable Energy News*.

Mr. Passmore, I understand you have an opening statement, and then we will proceed to a question period. So the floor is yours and welcome to the committee, sir.

**Mr. Passmore (Features and International Editor, Canadian Renewable Energy News):** Thank you.

I understand that if I ad lib from my opening statement, it will be part of the transcript. Is that correct?

**The Chairman:** Yes, quite correct. You may divert from your written notes.

**Mr. Passmore:** There are two main themes I think are essential for the committee to understand in making its final report. One is the theme of supply and demand, and the other is the difference between primary and secondary energy. I want to make five brief points, followed by some elaboration and probably discussion.

People do not want energy per se; they want what it delivers. A major energy transition of some sort is inevitable, likely away from fossil fuels to some kind of renewable-based economy. No matter what form of energy we consume, we have to use less of it. Canada could consume at least 40 per cent less energy per capita than at present with, as I hope to show, only beneficial results. Only conservation will permit renewable-energy technologies to make significant inroads into the overall energy supply picture.

Now, to elaborate on each of those: Canada currently consumes about 8 quadrillion BTU's of primary energy. A quad is just a lot of energy . . .

**The Chairman:** Just a second, sir. I hate to interrupt you. I think you are speaking a little too rapidly for the translation.

**Mr. Passmore:** Okay.

A quadrillion BTU's is sometimes referred to as the amount of energy that would be consumed in a city of 3 million people over a year. In other words, it is a lot of energy.

Canada currently consumes about 8 of those quads of primary energy, and of this, 5.3 quads is delivered and available for use after conversion and transmission. Since consumers do not get what is wasted, they are not so much concerned with primary energy as with what comes out of the wall plug.

I have a diagram here which we will refer to a little later. These are arbitrary units on the side, and the path, of course, which I prefer, is the so-called soft path. The hard path is the

## TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

Le mercredi 30 juillet 1980

[Traduction]

**Le président:** Bonjour, mesdames et messieurs. Le Comité a le plaisir de recevoir ce matin M. Passmore, rédacteur des documentaires et des nouvelles internationales du journal *Canadian Renewable Energy News*.

Monsieur Passmore, vous avez un exposé préliminaire à faire avant de répondre à nos questions, je crois. Je vous cède donc la parole et je vous souhaite la bienvenue au comité.

**M. Passmore (rédacteur des documentaires et des nouvelles internationales, Canadian Renewable Energy News):** Merci.

On me dit que si je m'écarte de mes notes, le compte-rendu en tiendra compte. Est-ce exact?

**Le président:** Oui, tout à fait. Vous pouvez vous écarter de vos notes.

**M. Passmore:** Avant de rédiger son rapport final, le comité doit, il me semble, comprendre deux aspects essentiels de la question qui l'intéresse: le premier est l'offre et la demande, et le second est la différence entre l'énergie primaire et secondaire. Je poserai d'abord cinq postulats, que je préciserai avant de répondre à vos questions.

Ce qui intéresse les gens, ce n'est pas l'énergie en soi, c'est ce qu'elle produit. Il est inévitable que nous opérons une transition profonde en matière d'énergie, sans doute des combustibles fossiles aux sources renouvelables d'énergie. Quelle que soit la sorte d'énergie que nous consommons, nous devons en réduire l'utilisation. Le Canada pourrait diminuer sa consommation d'énergie par personne d'au moins 40 p. 100 et j'essaierai de montrer qu'il m'en tirerait que des avantages. Seule l'économie d'énergie permettra aux techniques d'exploitation des énergies renouvelables de prendre leur place dans l'ensemble de l'approvisionnement énergétique.

Je reviens maintenant plus en détails sur ces postulats. Le Canada consomme à présent environ 8 quadrillions de BTU d'énergie primaire. Un quadrillion représente beaucoup d'énergie . . .

**Le président:** Un instant, monsieur. Je regrette de vous interrompre, mais je crois que vous parlez un peu trop vite pour les interprètes.

**M. Passmore:** Très bien.

Par un quadrillion de BTU, on entend la quantité d'énergie consommée par une ville de 3 millions d'habitants pendant un an. En d'autres termes, il s'agit d'une quantité considérable d'énergie.

À l'heure actuelle, le Canada consomme environ 8 quadrillions d'énergie primaire et sur cette quantité, 5.3 quadrillions sont livrés et utilisables après la conversion et la transmission. Comme les consommateurs ne reçoivent pas l'énergie perdue, ils s'intéressent moins à l'énergie primaire qu'à l'énergie directement utilisable chez eux.

J'ai ici un diagramme sur lequel nous reviendrons tout à l'heure. Nous avons ici sur le côté des unités arbitraires et la solution que je préfère est celle qu'on appelle la ligne modérée.



## [Text]

current path most industrialized western countries are following. This is primary energy, this is secondary energy. In the hard path, as we go farther and farther away looking for resources, offshore, arctic gas, James Bay, we find that the amount of energy delivered, even though we actually have more primary energy, does not increase, because this distance gets wider and wider because we are losing more and more energy in transmission and conversion cost.

• 0945

Of course, if we go, as I will show later, to the soft path, we are less concerned with finding remote sources of energy and more concerned with using so-called appropriate technologies such as passive solar for home heating in which the amount of energy used is almost 100 per cent of what is received.

As long as light, heat, transport and communications services are available, the general public is satisfied. We should therefore be looking for the most efficient way of delivering these services.

Certain energies are more efficient than others. Thermal electric power generation, for example, is one of the least efficient, delivering only 30 to 35 per cent for end use. This also makes it one of the most expensive energy forms, one which, without subsidies, would not be competitive for home heating. As I said, something like passive solar is much more competitive than thermal electric, thermal being anything that generates electricity through steam from coal, oil or biomass if you like. If you use biomass to boil water and create steam to generate electricity it is still only 35 per cent efficient.

Electricity is a high-grade sophisticated energy form. To satisfy low-grade heat requirements it is much more efficient thermodynamically and economically to find low grade and often low technological solutions. As Amory B. Lovins once said, "What is the point of cutting butter with a chain saw?" It is pointless to use energy-created temperatures of hundreds or thousands of degrees centigrade to heat our bath water to 30 degrees centigrade or our homes to 18 degrees centigrade.

Rather than starting with a supply option and then asking what can we use it for, we need to determine our energy needs and then find the best energy source to meet them. It is called demand planning as opposed to our current method of supply planning.

The Transition: Rich and poor nations alike are beginning to realize that energy patterns of the recent past will show no lead in determining energy paths of the future. On the time scale of human history, the period in which non renewable energy forms, such as fossil fuels, have been used is negligible. Now, however, we are facing a decline in their availability.

Canada, with its substantial proven and considerable potential hydrocarbon reserves will not be exempted from this

## [Translation]

La ligne dure est celle qu'adopte à l'heure actuelle la plupart des pays industrialisés de l'Occident. Ici, l'énergie primaire, et là l'énergie secondaire. Quand on opte pour la ligne dure, plus on cherche loin les ressources, au large, dans l'Arctique, dans la baie James, on constate que la quantité d'énergie livrée n'augmente pas, même si la quantité d'énergie primaire s'accroît, car les distances augmentent de plus en plus et nous perdons de plus en plus d'énergie dans la transmission et la conversion.

Évidemment, comme je le montrerai plus tard, si nous adoptons la ligne modérée, nous serons moins préoccupés par la recherche de source d'énergie éloignée et nous nous occuperons plus de l'utilisation de ce qu'on appelle les technologies appropriées, comme l'énergie solaire passive, pour le chauffage de maisons où la quantité d'énergie utilisée équivaut à peu près à 100 p. 100 de l'énergie reçue.

Tant que la lumière, la chaleur, les transports et les communications sont assurés, le grand public est satisfait. Nous devrions donc tenter de trouver les meilleurs moyens d'offrir ces services.

Certaines énergies sont plus efficaces que d'autres. Par exemple, la thermo-électricité est l'une des moins efficace, puisqu'on obtient seulement 30 à 35 p. 100 d'énergie utilisable. C'est donc également une des formes d'énergie les plus coûteuses qui, sans subvention, ne serait pas concurrentielle pour le chauffage des maisons. Comme je le disais, le chauffage solaire passif est beaucoup plus concurrentiel que l'énergie thermo-électrique, qui est cette électricité produite grâce à la vapeur, au charbon, au pétrole ou à la biomasse. Si on utilise la biomasse pour faire bouillir de l'eau et pour obtenir de la vapeur qui, à son tour, produit de l'électricité, on n'atteint quand même que 35 p. 100 d'efficacité.

L'électricité est une forme d'énergie de haute qualité et très perfectionnée. Pour répondre aux besoins de chauffage à basse température, il est thermodynamiquement beaucoup plus efficace et économique de trouver des solutions de moindre qualité et très souvent moins compliqué. Comme le disait Amory B. Lovins, «à quoi sert de couper du beurre avec une scie mécanique?» Il est inutile d'utiliser une source d'énergie capable de produire des températures de plusieurs milliers de degrés centigrades pour chauffer l'eau de notre baignoire à 30°C où les pièces de notre maison à 18°C.

Plutôt que de découvrir nos sources d'énergie pour ensuite nous demander comment nous pouvons les utiliser, nous devrions déterminer nos besoins en énergie pour ensuite trouver la meilleure source pour les satisfaire. C'est ce qu'on appelle la planification fondée sur la demande, par rapport à notre méthode actuelle de planification fondée sur l'offre.

La transition: Les nations riches comme les nations pauvres commencent à se rendre compte que les modèles d'utilisation d'énergie du passé récent ne peuvent nous aider à déterminer les voies énergétiques de l'avenir. Par rapport à l'histoire de l'humanité, on constate que nous avons utilisé les formes non-renouvelables d'énergie, comme les combustibles fossiles, pendant une période négligeable. Toutefois, ces formes d'énergie deviennent de plus en plus rares.

Malgré de considérables réserves prouvées et potentielles d'hydrocarbure, le Canada n'échappera pas à cette pénurie.



## [Texte]

shortfall. We too will be faced with gradually depleting oil and gas. We are going to have to find alternatives.

Globally, the likely solution will be to move back to some form of sustainable renewable energy sources, but to do so with considerably more technological sophistication than we did 300 years ago. I have noted here that for a provincial breakdown of our ability to do this see Appendix Four. If you want to just briefly refer to Appendix Four, it is one page 19. This is a study completed by the group called "Friends of the Earth" who I understand are making a presentation to the committee tomorrow and so I will not go into too much detail. Essentially, they conclude that by the year 2025 the provinces will be able to receive anywhere from 22 per cent in Alberta to 100 per cent in Quebec, Saskatchewan and New Brunswick of their energy needs from renewable energy resources.

**Consuming Less:** While there is considerable recognition of the need to evolve new strategies, most nations are doing so in the apparent belief that the only options open to them are those which involve great risk—both environmental and social.

Fission and fusion, a return to intensive coal mining, ocean transport of liquefied natural gas or the manufacture of synthetic fuels from coal or shale, all present hazards. Indeed, so do some of the proposed renewable solutions such as solar satellites—the first one of which would cost \$66 billion just to get off the ground.

The best way to prevent acid rain, the greenhouse effect, nuclear weapons proliferation, oil spills and microwave radiation—all results of the so-called "hard path" approach to energy problem solving—is to eliminate or lessen the demand for the source of these problems. This can be achieved technically. Whether it is politically acceptable is another matter.

Now, technically, I want to refer to Appendix three and just show you a couple of working examples of conservation. Perhaps somewhat ironically, the world's most energy-efficient building is the Gulf Canada Centre in Calgary, Alberta. There is no conventional heating in this building. It uses 10.5 kilowatt hours per square foot. It is heated by lights, body heat and office equipment. The average 20-storey building in Calgary, which this Gulf Canada Centre is, consumes 53 kilowatt hours per square foot, or 400 per cent more heat energy.

• 0950

No new office building in Canada should have conventional heating installed. If, as in the case of the Gulf Canada Centre, they have double-glazed reflective glass, their main problem is cooling, not heating. The main problem of the Gulf Canada building is cooling, without having any conventional heat whatsoever. Another energy efficient building in Canada, once

## [Traduction]

Comme tout le monde, nous disposerons graduellement de moins en moins de pétrole et de gaz. Nous devons trouver d'autres sources.

Dans l'ensemble, la solution probable sera un retour à une forme quelconque de sources renouvelables d'énergie de subsistance, mais nous ferons preuve de beaucoup plus de raffinement technologique qu'il y a 300 ans. Vous trouverez à l'Annexe IV une ventilation provinciale de notre capacité d'atteindre cet objectif. Veuillez consulter l'Annexe IV, pour quelques instants; c'est à la page 19. Il s'agit ici d'une étude effectuée par un groupe appelé «Friends of the Earth»; si je ne m'abuse, ce groupe présentera un exposé au comité demain, et je ne donnerai donc pas d'autres détails. Essentiellement, ces gens concluent que d'ici l'an 2025, les provinces pourront combler une bonne part de leurs besoins énergétiques grâce aux sources renouvelables d'énergie; voici les proportions: Pour l'Alberta, 22 p. 100; pour le Québec, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick, 100 p. 100.

**Diminution de la consommation:** Même si l'on reconnaît généralement le besoin de mettre au point de nouvelles stratégies, la plupart des pays le font en croyant apparemment que les seules avenues qui leur sont ouvertes sont celles présentant de grands risques, tant pour l'environnement que pour la société.

La fission, la fusion, un retour à l'extraction massive de charbon, le transport océanique du gaz naturel liquifié ou la fabrication de combustible synthétique à partir du charbon ou de sables bitumineux, toutes ces méthodes comportent des dangers. De fait, c'est également le cas de certaines sources renouvelables proposées, comme les satellites solaires... Le premier de ces satellites coûterait 66 milliards de dollars, uniquement pour la mise en orbite.

Le meilleur moyen d'éviter la pluie acide, l'effet de serre, la prolifération des armes nucléaires, les nappes de pétrole et les radiations micro-onde... tout cela résulte de l'adoption de ce qu'on appelle la «ligne dure» face à nos problèmes énergétiques... c'est d'éliminer ou de diminuer la demande pour les utilisations qui sont la source de ces problèmes. Cela peut être réalisé par des moyens techniques. Il reste à voir si ces moyens sont politiquement acceptables.

Pour ce qui est de ces questions techniques, passons donc à l'Annexe III où je vous montrerai quelques exemples réussis de conservation. Ironiquement peut-être, l'édifice qui est énergétiquement la plus efficace au monde, est le *Gulf Canada Centre*, à Calgary en Alberta. Cet édifice ne possède aucun système de chauffage conventionnel. On y utilise que 10.5 kilowatt-heure par pied carré. Il est chauffé par les lumières, la chaleur du corps, et l'équipement de bureau. Cet édifice compte vingt étages, et à Calgary, l'édifice moyen de vingt étages consomme 53 kilowatt heure par pied carré, soit 400 p. 100 de plus d'énergie calorifique.

Au Canada, aucun nouveau bâtiment de bureau ne devrait être doté de système classique de chauffage. Si, comme au Gulf Canada Centre, on installait des doubles vitres réfléchissantes, le problème principal serait un problème de refroidissement et non pas de chauffage. Le bâtiment de Gulf Canada n'est pas doté de système classique de chauffage et le principal

[Text]

again somewhat ironically, is Hydro Place in Toronto, the Ontario Hydro building. It is not quite as efficient as the Gulf Canada Centre. It consumes 17 kilowatt hours per square foot, but there is no furnace, no conventional heating in the building.

Another example of the technical feasibility of cutting energy demand is Combustion Engineering Superheater Limited which reduced the utility bill of its Cornwall, Ontario plant ed21;-1 by 42 per cent from \$62,000 annually to \$35,000. This results in a saving of \$27,000 . . .

**The Chairman:** Mr. Passmore, you are still a little bit too fast.

**Mr. Passmore:** Sorry.

**The Chairman:** You are very enthusiastic, but if you could slow down just a little bit, please.

**Mr. Passmore:** I guess, if the fact that we started late means that we can finish late . . .

**The Chairman:** Ten minutes, yes.

**Mr. Passmore:** Okay. The saving at the Combustion Engineering Superheater Limited plant in Cornwall is \$27,000 a year, coming from an investment of \$85,000 on energy saving measures. So, you can figure out the payback period is not very long.

One of the most startling things about the Combustion Engineering energy management program was that natural gas consumption was reduced by 75 per cent . I remember talking to the Energy Management Committee about this and one of the chaps said to me that you would almost think somebody was using a dull pencil. He could not believe that they had cut their natural gas consumption by 75 per cent, but the figures did work out. Night set-back of thermostats, increased insulation, recovery of office waste heat for plant space heating and lowering temperatures at the height of the plant's 62 foot ceiling all contributed to this saving; 84 mercury vapour lights were replaced with 35 sodium pressure lights which not only reduced the electric bill by 26 per cent but increased illumination by 50 per cent. There are some other examples that I have listed there for you to refer to later. In home heating, for example; the last two examples. The home in Saskatoon heats its 2500 square feet with an annual consumption of 14.6 kilowatt hours per square foot; that is half the Saskatoon average. Several homes in Regina are heated for \$100 per year which is 60 per cent below homes of similar size in Regina. These homes are not peculiar looking homes; they are quite average, just ordinary, air-tight, well insulated homes with south facing windows and very small windows on the north side.

[Translation]

problème qui s'y pose est un problème de refroidissement. L'autre bâtiment où l'on réalise des économies d'énergie au Canada est *Hydro Place* à Toronto, le bâtiment de l'Hydro-Ontario, aussi paradoxal que cela puisse sembler. Ce bâtiment n'est cependant pas aussi économe que le *Gulf Canada Centre*. Il consomme 17 kilowatts-heure par pieds carrés, mais ce bâtiment n'est pas doté de système classique de chauffage, il n'y a pas de chaudière.

A Cornwall, en Ontario, l'usine de la société *Combustion Engineering Superheater Limited* a réduit sa facture d'électricité de 42 p. 100 en la faisant passer de \$62,000 à \$35,000 par an. Voilà un autre exemple qui prouve qu'il est techniquement faisable de réduire la demande d'énergie puisque cette économie de \$27,000 . . .

**Le président:** Monsieur Passmore, vous êtes encore un peu trop rapide.

**M. Passmore:** Je vous prie de m'excuser.

**Le président:** Vous ne manquez certes pas d'enthousiasme, mais je vous demanderais de bien vouloir ralentir quelque peu.

**M. Passmore:** Si le fait que nous ayons commencé tard nous contraint à terminer tard . . .

**Le président:** Oui, dix minutes plus tard.

**M. Passmore:** Très bien. En investissant \$85,000 dans des systèmes d'économie d'énergie, on économise \$27,000 par an à l'usine de Cornwall de la société *Combustion Engineering Superheater Limited*. Vous pouvez donc voir que la période d'amortissement n'est pas très longue.

A propos du programme d'économie d'énergie de la *Combustion Engineering*, ce qui surprend le plus, c'est que la consommation de gaz naturel a été réduite de 75 p. 100. Je me souviens qu'un membre du comité sur les économies d'énergie m'avait fait remarquer que c'était à croire que quelqu'un avait écrit les zéros à l'encre sympathique. Il n'arrivait pas à croire que leur consommation de gaz naturel avait été réduite de 75 p. 100, mais c'est pourtant bien ce que les chiffres indiquaient. C'est en baissant les thermostats la nuit, en améliorant l'isolation, en récupérant la chaleur perdue des bureaux pour chauffer les ateliers et en baissant les températures au niveau des plafonds des ateliers, haut de 62 pieds, que l'on a pu réaliser cette économie; en remplaçant 84 lampes à vapeur de mercure par 35 lampes au sodium sous pression, on n'a pas simplement réduit la facture d'électricité de 26 p. 100, mais on a en plus augmenté l'éclairage de 50 p. 100. Je cite également d'autres exemples auxquels je ferai allusion plus tard. Pour ce qui est du chauffage des locaux, laissez-moi vous donner deux derniers exemples. Il y a une maison à Saskatoon où, pour chauffer une surface de 2,500 pieds carrés, on consomme chaque année 14.6 kilowatts-heure par pied carré, soit la moitié de la moyenne à Saskatoon. A Regina, plusieurs maisons sont chauffées au coût de \$100 par an, soit 60 p. 100 de moins que pour les maisons de la même taille à Regina. Ces maisons n'ont pas d'aspect particulier; elles sont tout à fait ordinaires, la seule différence étant qu'elles sont bien étanches et bien isolées, que les fenêtres de la face nord sont petites et celles de la face sud beaucoup plus grandes.



## [Texte]

The other diagram that I refer to as far as its technical feasibility is concerned, is not reproduced here but it is diagram two in your presentation. Essentially it shows for the U.S. where similar studies have been done, but perhaps not as detailed for Canada. However, since Canada consumes more energy per capita than does the U.S., it probably can be assumed that our options are even greater than those in the U.S. Diagram two indicates the different paths in energy consumption and what would provide that energy demand by the year 2025.

Energy planning must consider social costs and benefits. The hard path assumes that the more energy we use, the better off we are. Energy use in itself becomes an end. It is representative of standard of living. The soft path considers how much energy we use to accomplish our social goals as a measure not of our success but of our failure. Furthermore, the less energy we use, the less energy cost impact upon total per unit cost. This reduces inflation. Obviously if we are using less energy to produce one unit, this glass, then the cost of that glass goes down and the impact on inflation is lessened. It also creates jobs in the construction, insulation, retrofit and solar components industry.

I would like to leave with the committee a number of documents, one of which talks about the potential of job creation in the conservation area. We can double end-use efficiency by 2000 and double it again by 2025, so we would be consuming 25 per cent of the BTUs at that time. There is something very important that needs to be added here. If growth continued at the present rate, that would be, not 25 per cent of what we now consume but 25 per cent of what we would be consuming in 2025 if we continued with the projected 3 per cent energy growth consumption.

• 0955

You should write that into your briefs, because obviously the statement as I have it is misleading. Yet the option of limiting energy growth through conservation and vastly improving energy efficiencies has been largely neglected. Let me state flatly that conservation is our fastest source of energy supply; every barrel of oil saved equals a barrel of oil found, and every BTU not used is cheaper than one we generate, no matter what we generate it with. Note that to produce 3 barrels of syncrude oil, we have to consume one.

I refer you now to Appendix I. I list here a number of studies that have been done over the last four years, most of which conclude, as I have been stating here, that we can, in fact, consume approximately 40 per cent less energy per capita.

The first study is *Exploring Energy-Efficient Futures for Canada*; the second is *Energy in Transition*. It is a Swedish

## [Traduction]

Pour ce qui est de la possibilité technique il y a un autre diagramme qui ne figure pas ici, mais il s'agit du diagramme n° 2 du document que j'ai envoyé. Ce diagramme concerne des études du même type faites aux États-Unis, études qui comportent peut-être moins de détails que celles qui ont été réalisées au Canada. Cependant, comme la consommation d'énergie par personne au Canada est supérieure à celle des États-Unis, on peut supposer que les possibilités qui nous sont offertes sont encore plus importantes qu'aux États-Unis. Le diagramme 2 vous montre différents types de consommation d'énergie ainsi que la façon dont les besoins énergétiques seront couverts d'ici 2025.

Tout système de planification en matière énergétique doit tenir compte des coûts et des avantages sur le plan social. Selon la ligne dite dure, plus nous utilisons d'énergie, mieux nous vivrons. L'utilisation de l'énergie devient une fin en soit. Elle représente un certain niveau de vie. La ligne dite douce envisage la quantité d'énergie nécessaire pour atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés sur le plan social en tant que mesures non pas de nos réussites, mais de nos échecs. En outre, moins nous utilisons d'énergie, moins l'incidence du coût de l'énergie sur le coût unitaire total est forte. Cela réduit l'inflation. Il est clair que, si nous utilisons moins d'énergie pour produire un seul de ces verres, le coût du verre baisse et l'inflation se fait moins sentir. Cela permet également de créer des emplois dans le secteur de la construction, de l'isolation, du réaménagement et des composants solaires.

J'aimerais déposer devant votre comité un certain nombre de documents, dont l'un concerne le potentiel de création d'emploi dans le domaine des économies d'énergie. D'ici l'an 2000, nous pouvons doubler l'efficacité des utilisations ultimes, et la doubler à nouveau d'ici 2025, ce qui nous permettrait de consommer 25 p. 100 de BTU de moins d'ici 2025. Permettez-moi d'ajouter une remarque très importante. Si la croissance de la consommation d'énergie continue au rythme de 3 p. 100, cela représentera non pas 25 p. 100 de ce que nous consommons actuellement, mais 25 p. 100 de ce que nous consommons d'ici 2025.

Vous devriez en faire état dans vos mémoires, car telle quelle, cette déclaration risque d'induire en erreur. Or, la possibilité de limiter la croissance énergétique grâce à des mesures de conservation et en améliorant les rendements a été presque négligée. Il me fait aucun doute que la conservation est notre meilleure source d'énergie, chaque baril de pétrole économisé équivalant à un baril de pétrole découvert de même que chaque BTU non-utilisé revient moins cher que la production d'un BTU, quelle que soit la source énergétique utilisée. Vous remarquerez à ce propos que, pour chaque 3 barils de pétrole «syncrude» produits, il faut en consommer un.

Dans l'Annexe I, vous trouverez la liste de certaines études faites depuis quatre ans, études dont il ressort que nous pouvions réduire notre consommation énergétique par personne de 40 p. 100 environ.

La première étude est intitulée *Exploring Energy-Efficient Futures for Canada*; la deuxième porte le titre *Energy in*



## [Text]

study which concludes that by holding back the rate of increase in energy use, the ability of renewable sources to offer a real alternative will increase. As I say, it is well known that Swedes consume 50 per cent less energy per capita than Canadians.

*A Low Energy Strategy for the United Kingdom* was done by Gerald Leach. It concludes that Britain could reduce energy requirements from its current 8.7 quads to 8 quads by the year 2025.

*The Good News About Energy* concluded that attractive investments which increase the productivity of energy would allow the U.S. economy to operate on 30 per cent or 40 per cent less energy. This book has probably become a bit of a Bible for energy efficiency people, it is put out by the Harvard Business School—hardly a bastion of radical thought—which concludes that contrary to conventional wisdom, conservation can stimulate innovation, employment and economic growth. The Harvard study further concludes there is room for a 30 to 40 per cent over-all energy efficiency improvement with the same or an even higher standard of living. You are welcome to look at any of these after the presentation.

The fifth one is *Renewables Depend on Conservation*. There is no need to rush off fossil fuels especially in Canada. We have sufficient reserves for an orderly transition to renewable energy. Even globally, there is probably in excess of 100 years of fossil fuels remaining, however, for solar energy to begin to penetrate the supply market, the amount of energy demand is significant. The following five scenarios help illustrate the point. The first three I consider to be impossible; the fourth is undesirable and the last is my choice.

One, historic growth: During the fifties and sixties and until 1973, energy growth in the industrialized west stood at about 5 per cent per annum. We will never sustain this level of growth again, nor should we want to. There is neither the money nor the resources for this kind of activity; not even fission could help us here, even if we built one Pickering-size reactor every three or four months. Exponential growth is a past phenomenon, and I do not think there is such disagreement about that.

The Buddhist scenario: It is equally impossible and undesirable to return to the subsistence agriculture of our ancestors. Cities exist; women have joined the professional ranks; we have to deal with the world as it is. Many critics of conservation claim the Buddhist scenario is what pro energy-efficiency people are promoting. That just is not the case. Conservation means sound management of limited resources. This was not very necessary when we were only paying \$2 a barrel for oil.

## [Translation]

*Transition.* Cette étude suédoise montre qu'en ralentissant la croissance énergétique, on augmente d'autant la possibilité de trouver des énergies de substitution à partir de matières renouvelables. Or, nous savons que la consommation d'énergie par personne en Suède est de moitié inférieure à ce qu'elle est au Canada.

C'est Gerald Leach qui est l'auteur de l'étude intitulée *A Low Energy Strategy for the United Kingdom*, dont il ressort que les besoins énergétiques de la Grande-Bretagne pourraient passer de 8.7 à 8 millions de milliards d'ici à l'an 2025.

L'étude intitulée *The Good News About Energy* conclut que des investissements judicieux susceptibles d'améliorer les rendements énergétiques permettraient à l'économie américaine d'économiser entre 30 et 40 p. 100 d'énergie. Ce livre, publié par la *Harvard Business School*, qu'on ne saurait taxer de radicalisme, est devenu en quelque sorte la bible des spécialistes de l'amélioration des rendements énergétiques d'après ce livre, l'économie d'énergie stimulerait l'innovation, l'emploi et la croissance économique, contrairement aux idées reçues à ce sujet. De plus, cette étude de *Harvard* précise que les rendements énergétiques globaux pourraient être relevés de 30 à 40 p. 100, sans toucher au niveau de vie, voire même en l'améliorant. Vous pourrez consulter ces ouvrages lorsque j'aurai terminé mon exposé.

La cinquième étude est intitulée *Renewables Depend on Conservation*. D'après cette étude, il n'y a pas lieu d'abandonner précipitamment l'utilisation des combustibles fossiles, surtout au Canada. En effet nos réserves sont suffisantes pour permettre l'introduction graduelle des énergies renouvelables. Même à l'échelon mondial, l'humanité dispose sans doute de combustible fossile pour plus de 100 ans; cependant, l'utilisation à une large échelle de l'énergie solaire dépend en grande mesure de l'importance de la demande. Ces cinq scénarios vous permettront de mieux situer le problème. Les trois premiers sont impossibles, le quatrième n'est pas souhaitable tandis que j'opterai pour le cinquième.

Premièrement, l'historique: au cours des années '50 et '60 et jusqu'en 1973, l'utilisation d'énergie par les pays industrialisés de l'Occident a augmenté au rythme de 5 p. 100 par an environ. Ce rythme de croissance est révolu à tout jamais, ce que nous ne devons d'ailleurs pas regretter. Nous ne disposons ni des moyens financiers ni des moyens matériels pour nous le permettre; la fission elle-même ne nous le permettrait pas, quand bien même on fabriquerait un réacteur de la taille de celui de Pickering tous les 3 ou 4 mois. Tout le monde convient que la croissance exponentielle est un phénomène du passé.

Scénario bouddhique: il n'est pas possible pas plus qu'il n'est souhaitable à l'économie agricole de subsistance de nos ancêtres. Les villes sont là; on trouve des femmes dans les métiers les plus spécialisés; il faut prendre le monde tel qu'il est. De nombreux critiques des économies d'énergie prétendent que le scénario bouddhique est préconisé par les partisans de l'efficacité énergétique. Or, c'est tout à fait faux. Par conservation, nous entendons une bonne gestion des ressources qui, elles, sont limitée. Ce n'était sans doute pas indispensable lorsque le pétrole ne coûtait que \$2 le baril.

## [Texte]

Now in Appendix II, I want to point out some of the remarks made by government and industry on the efforts they have made in conservation. You have perhaps the third one, page 15.

The Grocery Manufacturers' of America report that 31 companies participating in their reporting program have achieved an efficiency improvement of 17.4% since 1972. (This is attributed to) the following: Process heat recycling and other recovery methods; increase in production output and throughput; improved house-keeping measures; extensive maintenance and overhaul of equipment; employee awareness programs; replacement of old equipment with new and more efficient equipment; reductions in heating and cooling.

• 1000

That is a quote by William S. Brown Jr., Director, Corporate Energy Department, Nabisco, Inc.

Then, the following one:

So far, our company saved 25 per cent . . . I have issued a challenge to our operating people to come up with an additional 25 per cent. I believe we must save until it hurts. So far I think we haven't yet been inconvenienced.

That is a statement from the manager, Plant Engineering and Environmental Control, Westinghouse Canada Ltd., Hamilton, Ontario.

And I have a number of others there. There is a quote from the Chief, Energy Department, Denmark; then the last one, which is quite interesting:

In 1973, for each dollar of GNP, we consumed 63,000 BTU's of energy. In 1978—just five years later—for each dollar of GNP, we consumed 56,000 BTU's—a decline of more than 10 per cent. In other words, we were sustaining an equivalent level of economic productivity with 10 per cent less energy.

Now, Appendix Three is a laissez-faire scénario—back to page 5—and this is generally the scenario in words if not in action—and the reason I say that is the recent bail-out of Chrysler—of industrialized western governments. Let the market determine prices through supply and demand, except that we will continue to subsidize fossil fuels and nuclear, and encourage energy growth of 3.5 per cent per annum. This pathway is presented in the belief that energy growth and economic activity are wed.

However, since 1973, IEA countries have shown this not to be the case since none of them has experienced as much energy growth as economic growth. Unfortunately I could not find the exact figures, but it is something in this neighbourhood, that the 20 IEA countries, on average, have experienced 1.7 per

## [Traduction]

Dans l'Annexe II, vous trouverez des déclarations des gouvernements et de l'industrie relatives aux mesures de conservation mise en œuvre. Ainsi à la page 15, vous remarquerez la troisième.

Les Grocery Manufacturers' of America signalent que 31 de leurs membres ont amélioré leur rendement énergétique de 17.4 p. 100 depuis 1972. Cette amélioration est attribuable aux facteurs suivants: recyclage de la chaleur utilisée pour le conditionnement et autres méthodes de recouvrement énergétique; amélioration de la productivité; meilleures administration et gestion interne; entretien et mise au point méticuleux de l'équipement, séance d'éveil de la conscience des employés; remplacement de l'équipement vétuste par des équipements neufs et efficaces; économie de chauffage et de climatisation.

J'ai cité ici William S. Brown, fils, directeur, Direction de la consommation d'énergie, Nabisco, Inc.

Puis il y a cette autre observation:

(Jusqu'à maintenant), notre société a épargné 25 p. 100 . . . j'ai mis les responsables de l'exploitation au défi de réaliser une autre économie de 25 p. 100. Je crois que nous devons économiser l'énergie jusqu'au point où nous en souffrirons. Jusqu'à maintenant, je ne crois pas que cela nous ait causé des ennuis.

C'était là une déclaration de l'administrateur principal, génie des bâtiments et régie de l'environnement, Westinghouse Canada, Limitée, Hamilton, Ontario.

J'ai tout un éventail de déclarations ici. Il y a une citation du directeur, ministère de l'Énergie, Danemark; puis il y a cette dernière déclaration qui est assez intéressante:

En 1973, pour chaque dollar de produit national brut, nous avons consommé 63,000 BTU d'énergie. En 1978 . . . cinq ans plus tard seulement . . . pour chaque dollar de PNB, nous avons consommé 56,000 BTU . . . ce qui représente une diminution de plus de 10 p. 100. Autrement dit, nous maintenons un niveau équivalent de productivité économique en utilisant 10 p. 100 moins d'énergie.

A l'Annexe III, j'expose le scénario de l'insouciance . . . nous revenons à la page 5 . . . de façon générale, c'est là le scénario adopté par les gouvernements des nations occidentales industrialisées, en mots sinon en gestes; je dis cela en pensant à l'aide récemment accordée à la société Chrysler. Il s'agit de laisser les forces du marché déterminer les prix, par le processus de l'offre et la demande, sauf qu'on continue à subventionner les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire, ainsi qu'à encourager la croissance de la consommation énergétique au rythme de 3.5 p. 100 par année. Cette ligne de pensée est soutenue par la conviction que la croissance énergétique et l'activité économique sont liées l'une à l'autre.

Toutefois, depuis 1973, les pays membres de l'AIE ont démontré que tel n'est pas le cas, puisqu'aucun de ces pays n'a enregistré une croissance de la consommation énergétique équivalente à sa croissance économique. Malheureusement, je n'ai pu trouver de chiffres exacts, mais si mon approximation



*[Text]*

cent growth in energy consumption and around 2.3 per cent economic growth.

**An hon. Member:** IEA?

**Mr. Passmore:** International Energy Agency.

When energy was cheap the two appeared to be tied. Now, in fact, we are finding the exact opposite to be the case. Due to the impact of high energy costs, the more we consume the less economic activity we are experiencing. More to the point, we also experience less social well-being as inflation and environmental effects augment. As I said earlier, the impact of energy on costs is getting to the point now where it is affecting inflation, and therefore the more energy we use, the less economic growth we are having because costs are preventing people from spending money.

If we adopt the 3.5 per cent scenario, we would be consuming energy at about twice the rate we are today by the year 2000. We are already consuming twice the BTUs, per capita of our 1961 level. In order to continue such exponential growth we would have to go all out on every possible energy option: tar sands, nuclear, off-shore oil, solar, coal, et cetera. Such an option, I contend, like historic growth, is far too expensive and too dangerous. There is neither the capital nor the social will to sustain it. Further, we would be consuming so much energy that the per cent contribution of renewable energy would be next to none.

Something that I just came across last night was that if we were to have that kind of exponential energy growth, all the oil in Alaska would only extend the U.S. capability by three years—or the U.S. availability of oil—by three years.

The 2 per cent scenario is attainable. Only when we get down to 2 per cent per annum can we begin to think about what contribution renewables can make in any significant way. To achieve such a level, governments would have to demand minimum efficiency levels for automobiles, insulation, furnaces, et cetera. But this is still an energy growth scenario. It looks at solar as just another source of supply and does not ask the question: What is energy being used for? It does not look at end use, neither does it deal with our oil deficit. Renewables contribution would not be high in this scenario, perhaps 15 per cent, excluding hydro. We would definitely need more coal and nuclear capacity.

The efficiency argument—my choice—can be broken down into three categories which could exist concurrently in different regions of the country—diagram 3—but I will work

*[Translation]*

est bonne, environ 20 pays de l'AIE ont connu en moyenne une croissance économique de 2.3 p. 100, alors que leur consommation énergétique n'augmentait que de 1.7 p. 100.

**Une voix:** Qu'est-ce que l'AIE?

**M. Passmore:** Il s'agit de l'Agence internationale de l'énergie.

A l'époque où l'énergie était bon marché, ces deux taux de croissance semblaient liés. De nos jours, nous constatons que le contraire est vrai. En raison de l'effet des coûts d'énergie plus élevés, plus nous consommons, moins l'activité économique est grande. Nous précisons également qu'à mesure que l'inflation et les effets environnementaux s'accroissent, le bien-être de la société diminue. Comme je le disais plus tôt, les effets de l'augmentation des coûts d'énergie sont maintenant tels qu'ils influencent l'inflation et, conséquemment, plus nous consommons d'énergie, moins la croissance économique est grande puisque ces coûts supplémentaires empêchent les gens de dépenser leur argent ailleurs.

Si nous adoptons ce scénario d'une croissance annuelle de 3.5 p. 100, en l'an 2000 nous consommerons environ deux fois plus d'énergie qu'aujourd'hui. Nous consommons déjà deux fois plus de BTU par personne qu'en 1961. Afin de soutenir une telle croissance exponentielle, il nous faudrait exploiter au maximum toutes les autres sources d'énergie possibles: les sables bitumineux, l'énergie nucléaire, le pétrole au large des côtes, l'énergie solaire, le charbon, etc. A mon avis, une telle option est beaucoup trop coûteuse et dangereuse. Nous ne disposons ni du capital ni de la volonté sociale d'appuyer cette option. De plus, nous utiliserions tellement d'énergie que les sources renouvelables d'énergie ne représenteraient qu'une part négligeable de cette consommation.

J'ai appris hier soir que, si nous décidions de maintenir ce taux de croissance énergétique exponentielle, tout le pétrole de l'Alaska ne permettrait aux États-Unis que de subsister encore trois ans... on ne pourrait approvisionner les États-Unis que pendant cette période.

Le scénario prévoyant une croissance de 2 p. 100 dans notre consommation d'énergie est réalisable. Ce n'est que lorsque nous aurons atteint ce taux de croissance annuelle de 2 p. 100 que nous pourrions croire que les énergies renouvelables peuvent contribuer sérieusement à notre approvisionnement. Pour atteindre ce niveau, il faudrait que les gouvernements imposent des normes d'efficacité minimums pour les automobiles, l'isolation des constructions, des fournaies, etc. Toutefois, nous parlons toujours d'un scénario de croissance de la demande énergétique. On considère l'énergie solaire comme une source d'approvisionnement parmi d'autres et on ne pose pas la question suivante: à quelles fins utilisons-nous l'énergie? On ne réfléchit pas à l'usage final, non plus qu'à notre déficit pétrolier. Dans le cadre de ce scénario, la contribution des énergies renouvelables n'est pas très considérable, peut-être 15 p. 100, si on exclut l'hydroélectricité. Il nous faudrait certainement exploiter plus à fond le charbon et l'énergie nucléaire.

Le scénario de l'efficacité... celui que je favorise... peut être présenté en trois volets qui seraient utilisés selon les besoins dans les diverses régions du pays... nous sommes au



## [Texte]

through the efficiency argument first before I talk about diagram 3.

Doing more with less: this can be implemented in the short term. It is a minimum disturbance model. Japan and Sweden are good examples.

• 1005

Economic growth is sustained and the degree of conservation is proportional to the degree of waste present in the system. Since Ontario has the most waste energy in the world, it is a good candidate for this approach. The rate of growth of energy consumption would be somewhat less than 1 per cent.

Doing the same with less: This is the zero energy growth per capita path; it could be called the stable state option. Levels of consumption remain high but they do not increase. I ask you to think back to 1961 when, as I said, we were consuming 50 per cent of the energy per capita that we are now. Were we half as happy then? The point is that energy throughput does not lead to affluence. If we double our energy throughput we do not, by some formula, double our material well-being. Indeed, increasingly the argument is made that we lessen it. I often refer to the analogy of a fully grown adult. Obviously a child should grow physically, as an economy should grow in young nations. The developing countries, the Third World, need to grow economically, but whether or not the Western industrialized nations need to grow any more is open for discussion. What is important to consumers is not how much energy they consume, but what services they get from the wall plug. I repeat that Sweden consumes 40 per cent less energy per ton of steel produced than does the U.S., but they still get steel. Another analogy that drives this point home is that if you were trying to fill a bathtub with hot water and the water was going out of the drain almost as fast as it was coming in, would you turn the tap on harder or would you put the plug in? Traditionally we have been trying to turn the tap on faster; I think it is time we put the plug in.

Doing less with less: This scenario will see Canada derive at least 50 per cent and likely 80 per cent of its energy needs from solar by 2000. Energy growth would be negative in the amount of -1 per cent per annum. This path requires a readjustment of values but it is not the outhouse and water bucket approach of the Buddhist. Examples of the possibilities abound. We have already referred to Appendix 3. It cites the following examples: the Gulf Canada Centre, Combustion Engineering, the Bata shoe factory; the curling club in Portage la Prairie, Manitoba, which gives its waste heat to an adjoining building; a one-acre greenhouse in Calgary that is warmed by waste

## [Traduction]

tableau 3. Je vous explique d'abord le scénario de l'efficacité avant de passer au tableau 3.

Il s'agit d'abord de tirer un meilleur parti d'une quantité moins grande de ressources: cela peut être mis en œuvre à court terme. Il s'agit d'un modèle de moindre dérangement. Le Japon et la Suède en constituent de bons exemples.

Le taux de croissance économique sera maintenu, et la conservation réalisée serait proportionnelle au niveau de gaspillage inhérent au système. Puisque l'Ontario est l'endroit au monde où l'on gaspille le plus d'énergie, cette province serait un bon candidat pour l'application de ce scénario. La croissance de la consommation énergétique serait légèrement inférieure à 1 p. 100.

Passons maintenant à l'option permettant de réaliser la même chose en utilisant moins d'énergie: il s'agit d'un modèle de croissance zéro dans la consommation énergétique par personne; on pourrait l'appeler l'option stabilité. Les taux de consommation d'énergie demeureraient élevés, mais il n'y aurait pas d'augmentation. Pensons un peu à 1961 alors que, comme je le disais, nous consommions par personne seulement 50 p. 100 de l'énergie que nous dépensons maintenant. Étions-nous alors la moitié moins heureux? Le fait est que la consommation d'énergie ne mène pas à l'affluence. Si nous doublons notre dépense d'énergie, nous ne pouvons, par une formule magique quelconque, doubler notre bien-être matériel. En fait, on soutient de plus en plus que le contraire se produit. J'utilise souvent l'analogie de l'adulte ayant atteint la maturité. De toute évidence, un enfant devrait grandir physiquement, tout comme l'économie des jeunes nations. La croissance économique est nécessaire dans les pays en voie de développement, les pays du tiers-monde; toutefois, on peut se demander si les nations occidentales industrialisées ont besoin que leur économie croisse encore plus. Pour les consommateurs, ce qui compte ce n'est pas la quantité d'énergie consommée, mais bien les services qu'ils peuvent tirer de leurs prises murales. Je répète qu'en Suède, il faut pour produire une tonne d'acier 40 p. 100 moins d'énergie qu'aux États-Unis; et pourtant, on y produit quand même cet acier. Voici une autre analogie qui illustre bien ces faits: si vous tentiez de remplir une baignoire d'eau chaude, mais que cette eau coule dans l'égout presque aussi rapidement qu'elle tombe dans la baignoire, ouvririez-vous le robinet encore plus fort, ou si vous mettriez un bouchon à la baignoire? De tout temps nous avons essayé de rouvrir le robinet plus fort, et je crois qu'il serait temps que nous mettions un bouchon à la baignoire.

La troisième option nous amènerait à réaliser moins en utilisant moins d'énergie: dans le cadre de ce scénario, le Canada tirerait du soleil au moins 50 p. 100, sinon 80 p. 100 de son approvisionnement énergétique, d'ici l'an 2,000. L'accroissement des besoins énergétiques serait négatif, soit de moins 1 p. 100 par année. Ce modèle exigerait un certain rajustement des valeurs, mais il ne serait quand même pas nécessaire de retourner des siècles en arrière. Nous avons de nombreux exemples de cette possibilité. Nous avons déjà consulté l'Annexe III. On y parle des exemples suivants. Le Gulf Canada Centre, Combustion Engineering, la manufacture de

## [Text]

heat; the Weetabix plant in Cobourg, Ontario, which is using the waste heat from its 220 degree oven to heat a 40,000 square foot building.

The barriers to negative energy growth are not technical or economic; they are political and intellectual. The choice is not between technologies as much as between values. If we want our energy policy to be the most economic, if we want it to protect us against shortages as a result of international blackmail or domestic miscalculations, if we want it to contribute to the development of a domestic industry as well as small business, local entrepreneurship, regional development and employment, then we should develop an energy strategy that concentrates on increased efficiencies, conservation and development of the renewable alternatives. If, on the other hand, we wish to cause further deterioration of the environment and of standards of public health and safety, if we wish to have excessive concentration of economic power either in one region such as Alberta, or with a few corporations, and if we wish energy to become a significant debit in our international accounts, then we should continue with the hard path. The only way we can choose the former is to stop looking for new sources of supply and start looking at how best to cut demand.

My friends in the media must have known I was making this presentation because the day before yesterday *The Globe and Mail* carried this news story:

The International Energy Agency Reprimands its Member Countries for Slow Growth in Energy Research.

I just want to read one paragraph:

The report points out that electricity research, nearly 75 per cent of the total concentrates on finding better ways of generating electricity at the expense of more efficiency in using, for instance, waste heat from power stations to replace some of the oil they burn. Two countries, energy-rich Canada and Britain, are not increasing spending on energy research at all.

Canada has the third-worst record of all IEA countries in the conservation field.

If conservation and renewables are so appealing, why is it not happening? To some extent, as the attached appendices illustrate, it is happening, but there are many barriers.

First of all, the Canadian energy industry is largely foreign controlled. Actions, therefore, are not generally taken in Cana-

## [Translation]

souliers Bata, le club de curling de Portage la Prairie, au Manitoba, où l'on renvoie la chaleur perdue dans un édifice adjacent; il y a également l'exemple d'une serre d'un acre, à Calgary, qui est réchauffée par la chaleur perdue, aussi, l'usine Weetabix à Cobourg en Ontario, qui utilise la chaleur se dégageant de son four de 220 degrés pour chauffer un édifice de 40,000 pieds carrés.

Les obstacles à une croissance énergétique négative ne sont de nature ni technique ni économique; ils sont de nature politique et intellectuelle. Il s'agit davantage de choisir entre les valeurs qu'entre les technologies. Si nous voulons que notre politique énergétique soit la plus économique possible, si nous voulons qu'elle nous protège contre les pénuries découlant d'embargos internationaux ou de mauvais calculs à l'échelle nationale, si nous voulons que cette politique contribue au développement de notre industrie nationale, de nos petites entreprises, des projets locaux, du développement régional et de l'emploi, alors nous devrions mettre au point une stratégie énergétique qui insiste sur une augmentation de l'efficacité, sur la conservation, et sur la mise au point des énergies renouvelables. D'autre part, si nous voulons entraîner une détérioration plus grande de l'environnement et des normes de santé et de sécurité publiques, si nous voulons occasionner une concentration excessive de puissance économique dans une région comme l'Alberta, ou dans les mains de quelques sociétés, si nous voulons que l'énergie constitue une part importante de notre dette à l'étranger, alors nous devrions continuer à suivre la ligne dure. La seule façon de choisir la première option, c'est d'arrêter de chercher de nouvelles sources d'approvisionnement, et de trouver des moyens pour mieux réduire la demande.

Mes amis les médias devaient savoir que je devais faire cet exposé, puisqu'avant-hier, on trouvait cet article dans le *Globe and Mail*:

Les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie sont réprimandés face à la faible croissance de leurs recherches énergétiques.

Je voudrais lire un paragraphe de cet article:

Le rapport indique que, dans le domaine de la recherche sur l'électricité, près de 75 p. 100 des sommes totales sont consacrées à trouver de meilleurs moyens de produire l'électricité, aux dépens de la recherche sur une utilisation plus efficiente de la chaleur perdue dans les stations génératrices, afin de remplacer une partie du pétrole consommé. Deux pays, le Canada, qui est riche en énergie, et la Grange-Bretagne, n'ont absolument pas augmenté leurs dépenses dans le domaine de la recherche énergétique.

De tous les pays membres de l'AIE, le Canada est le troisième mouton noir, dans le domaine de la conservation.

Si la conservation et les énergies renouvelables sont si attrayantes, pourquoi ne nous en occupons-nous pas? Comme l'indiquent les annexes ci-jointes, nous nous en occupons dans une certaine mesure, mais il y a de nombreux obstacles.

D'abord, les sociétés canadiennes productrices d'énergie appartiennent pour une bonne part à des sociétés étrangères.



## [Texte]

da's interest. The idea is to exploit and export the resources as fast as possible. Is it in the best interest of Canada, for example, that we are currently drilling in the Beaufort? Secondly, and connected to the first above, is the matter of the relative weight of the political constituencies of the hard and soft paths.

• 1010

There is a very strong petroleum lobby in Ottawa; they have the Canadian Petroleum Association, the president of which gets a salary of \$80,000 a year just to lobby politicians. And, of course, there is the nuclear lobby. There is no conservation lobby whatsoever in any western nation except for a new small environmental groups, and they are not really a conservation lobby, they are really lobbying for the preservation of whales, or whatever.

In terms of R & D funding, 3 per cent of what has been spent on nuclear has been spent on renewables. Further, while Syncrude plants cost \$7 billion and the Darlington nuclear station will cost \$6 billion, that sort of funding at reasonable interest rates is not available to home owners for insulation or installation of solar equipment. Ontario Hydro can borrow \$5 billion, but the average home owner cannot get \$2,000 to instal solar equipment at reasonable interest rates.

The government has not understood the nature of the problem. They are still living in the pre-OPEC reality that energy growth is linked to economic growth and that GNP is a measure of societal achievement. They have also been extremely naive in believing oil companies' claims that they need more money to find new reserves and that Canada could some day become self-sufficient in oil. Both government and energy companies are inaccurately forecasting demand.

Now, I have a nice little piece I want to read to you here. This is U.S., but it does not matter, because what it shows is how in 1972... is that all right? As I read from this document, which explains these numbers, you can also follow along in diagram 4 in your presentation.

Back before the embargo, people like me.

... "me" is Amory Lovins...

were saying that America could do just fine with 125 quads in the year 2000. My Berkley colleague, John Holdren, was down below 100 quads

... the chart to the left, he was over here somewhere...

the Sierra Club was heretically suggesting 140, while the Atomic Energy Commission was secure in the conventio-

## [Traduction]

Conséquemment, les décisions ne sont généralement pas prises dans l'intérêt du Canada. Leur objectif est d'exploiter et d'exporter les ressources le plus rapidement possible. Par exemple, on peut se demander si les présents forages dans la mer de Beaufort sont dans le meilleur intérêt du Canada? Deuxièmement, pour faire suite au premier argument, il y a la question du poids politique relatif des défenseurs de la ligne dure et de la ligne modérée.

Il y a à Ottawa un très puissant groupe de pression qui défend les intérêts de l'industrie pétrolière; il y a la *Canadian Petroleum Association*, dont le président touche \$80,000 par an, uniquement pour tenter d'influencer les hommes politiques. Évidemment, il y a également le lobby nucléaire. Aucun groupe de pression ne prêche la conservation dans les pays occidentaux, sauf quelques groupes de protection de l'environnement qui s'efforcent plus de protéger les baleines que de favoriser la conservation.

Pour ce qui est du financement de la recherche et du développement, on a consacré à la recherche dans le domaine des ressources énergétiques renouvelables seulement 3 p. 100 des sommes consacrées à la recherche dans le domaine nucléaire. De plus, alors qu'une usine comme celle de la Syncrude coûte 7 milliards de dollars et que la Centrale nucléaire de Darlington coûtera 6 milliards de dollars, un tel financement à des taux d'intérêt raisonnables n'est pas à la portée des propriétaires de maison qui voudraient isoler leurs bâtiments ou y installer un équipement de chauffage solaire. L'Hydro-Ontario peut emprunter 5 milliards de dollars, mais le propriétaire moyen ne peut obtenir \$2000 à un taux d'intérêt raisonnable, pour installer chez lui le chauffage solaire.

Le gouvernement n'a pas compris la nature du problème. Nos dirigeants vivent toujours dans le monde pré-OPEP, où on croyait que la croissance énergétique était liée à la croissance économique, et que le PNB constituait une mesure exacte de la réussite sociale. Ils ont également été très naïfs de croire les sociétés pétrolières lorsqu'elles affirmaient qu'elles avaient besoin de plus d'argent pour trouver de nouvelles réserves et que le Canada pourrait un jour devenir autosuffisant pour sa consommation de pétrole. Le gouvernement autant que ces sociétés ont mal calculé l'augmentation de la demande.

J'ai ici un petit article que je vais vous lire. C'est écrit aux États-Unis, mais cela n'a pas d'importance, puisqu'on y montre comment, en 1972... j'ai votre permission? Je vais vous lire ce document qui explique ces données, mais en même temps vous pouvez suivre le diagramme 4 de votre exemplaire.

Avant l'embargo, des gens comme moi...

... dans ce cas, "moi", c'est Amory Lovins...

... affirmait que les États-Unis pouvaient très bien se débrouiller avec 125 quads, en l'an 2000. Mon collègue de Berkeley, John Holdren, soutenait qu'on pouvait s'arranger avec 100 quads;

... à l'extérieur du graphique, vers la gauche, il se situait ici, à peu près...

En pleine hérésie, le *Sierra Club* prévoyait la consommation de 140 quads, alors que la Commission de l'énergie



## [Text]

nal wisdom of 160, and the Department of the Interior and Federal Power Commission were around 190.

**Mr. Gurbin:** Is this world supply?

**Mr. Passmore:** No, this is U.S. The U.S. currently consumes 80 quads of energy per year. It is the convenient 10 per cent figure—the U.S. consumes 80 quads, Canada consumes 8. Well, 125 was what Lovins was projecting the U.S. would consume in the year 2000, back in 1972. You might say, therefore that for Canada this was 12.5—if you want to put in a decimal point—that we would have been consuming. However, this is just quads in the U.S.

Then came the embargo, and the Ford Foundation energy policy project, whose 100 quad scenario was not taken very seriously but their 124 quad technical fix was, because it was lower than the Energy Research and Development Administration's 140 or the utility industries' 160.

Two years later, I was suggesting 95 quads but I was talking 75, which is here, because it made much better use of the efficiency improvements that we had already discovered. Some of my Princeton analysts came up with a solid 89. By then ERDA had come down 140, to 124. They had discovered technical fixes. Edison Electric Institute had come down from 160 to 140, they had discovered price elasticity.

Here we are now, and an analyst in Wisconsin, called John Steinhart, for the year 2050 is talking 33 quads. We just had a very distinguished National Academy of Sciences study, whose blue ribbon demand panel for the year 2010 projected 63 quads, which could have been a pure technical fix, and 77 and 96. Dr. Alvin Weinberg, the grandfather of nuclear power, is now happy with 101 quads, and nuclear advocate Ralph Lapp, who believes energy and GNP march in lockstep—as I hope to have illustrated that they do not—is now happy with 124 quads. That is in 1978. Of course, in 1980 I do not know what any of them are saying, but I do know that Lovins is even down lower.

The important thing about this whole graph is this number here, because what was beyond the pale in 1972 is now what the utilities are saying in 1978.

• 1015

They are continually readjusting their estimates of demand downward. Ontario Hydro is constantly doing the same thing. They have a 35 per cent over-capacity of electricity now in

## [Translation]

atomique jouait sûr en prévoyant l'utilisation de 160 quads; le *Department of Interior*, et la *Federal Power Commission* prévoyaient environ 190 quads.

**M. Gurbin:** Parlez-vous de l'approvisionnement mondial?

**M. Passmore:** Non, ces chiffres valent pour les États-Unis. Ce pays consomme actuellement 80 quads d'énergie par année. Il s'agit de cette proportion de 10 p. 100 qui est bien pratiquée... les Américains consomment 80 quads par année, les Canadiens en consomment huit. En 1972, Lovins prévoyait que les États-Unis consommeraient 125 quads par année en l'an 2000. On peut donc dire que proportionnellement, le Canada devait consommer 12.5 quads... si si vous voulez une décimale. Toutefois, nous ne parlons ici que des quads consommés aux États-Unis.

Puis, il y a eu l'embargo, et le projet de la *Ford Foundation Energy Policy*; le scénario de 100 quads de cette fondation n'a pas été pris très au sérieux, mais à la suite d'un tour de passe-passe technique, ils ont prévu une consommation de 124 quads, ce qui a été très bien reçu car ce chiffre était plus bas que les 140 quads prévus par la *Energy Research and Development Administration*, ou les 160 quads prévus par les services publics.

Deux ans plus tard, je proposais 95 quads, mais je prévoyais 75 quads, comme on peut le voir ici, parce qu'ainsi on faisait une meilleure utilisation des moyens déjà découverts pour améliorer l'efficacité. Certains analystes de Princeton prévoyaient une utilisation ferme de 89 quads. A ce moment-là, la ERDA avait réduit ses prédictions qui passaient de 140 à 124 quads. Ces gens avaient découvert les tours de passe-passe techniques. Les prévisions de la *Edison Electric Institute* étaient passées de 160 à 140 quads; ils venaient de découvrir l'élasticité des prix.

Nous sommes rendus ici sur le tableau, et un analyste du Wisconsin appelé John Steinhart a prédit qu'en l'an 2050, les États-Unis utiliseront 33 quads par année. Nous venons tout juste de recevoir une étude de la très distinguée *National Academy of Sciences*; un groupe de prétendus experts sur la demande ont prévu qu'en l'an 2010, la demande serait de 63 quads, ce qui pourrait être un tour de passe-passe technique, puis 77 et 96 pour les périodes suivantes. Le Dr Alvin Weinberg, le grand-père de l'énergie nucléaire, se contenterait de 101 quads, et le défenseur de l'énergie nucléaire Ralph Lapp qui croit que l'énergie et le PNB sont interdépendants... et j'espère avoir réussi à prouver le contraire... se contenterait maintenant de 124 quads. Ces chiffres remontent à 1978. Bien sûr, en 1980, je ne sais pas ce qu'ils prévoient tous, mais je sais que Lovins a encore rabattu ses chiffres.

Ce qui est le plus important dans ce tableau, c'est ce chiffre-ci, puisque ce qui paraissait impossible en 1972 correspond maintenant à ce que prévoyaient les services publics en 1978.

On ne cesse de rajuster les prévisions de demandes à la baisse. L'Hydro-Ontario fait la même chose. L'Ontario a maintenant une puissance inutilisée d'électricité de 35 p. 100,

## [Texte]

Ontario, so they could hardly do otherwise. That is the important thing about that whole chart.

I have here just a few of the things that could be done. The pricing of energy should reflect the rising cost of developing new supplies. Such marginal-cost pricing will induce greater conservation. Electric utilities should actively promote the co-generation of electricity, rather than discouraging it as does Ontario Hydro. Co-generation is using waste heat to generate steam to generate electricity, so you have electricity and heat from the same energy source. There is a plant in Sarnia, Ontario—yes, this is a story that was done in *Canadian Renewable Energy News* last January:

The major obstacle to widespread use of electrical co-generation is not economics, but the poor attitude to the new energy source shown by industry and utilities, according to the energy chief at Dow Chemical of Canada, Limited, Joe Zanyk.

Dow Chemical in Sarnia went ahead and did their own co-generation plant, despite Ontario Hydro's discouraging it, and now they are getting 55 of the 242 megawatts they consume in that plant from their own co-generation. So a fifth of their energy is co-generated.

**Mr. Rose:** Just briefly, how do they co-generate this?

**Mr. Passmore:** Perhaps what I could do is give this, because this story goes into quite a . . .

**Mr. Rose:** I do not want to deflect you. Mr. Passmore; go ahead. We will get to that question later.

**Mr. Passmore:** Okay.

Incentives to create greater energy efficiency through tax credits, sales tax reductions, should be advanced. Conservation is now a disincentive for industry due to the existing rate structures. Of course, the more energy you consume, the less you pay per kilowatt.

Transportation options should reflect the energy intensity of each mode through the pricing structure and the more efficient systems should be subsidized by moneys raised from the less efficient ones. Car use in urban areas should be discouraged, with an accompanying improvement in public transit. Standards for energy efficiency should be legislated. The building code needs to be upgraded.

Establish high minimum standards of efficiency for appliances, furnaces, air conditioners. Promote district heating. Limit the amount of heat exhausted through ventilation systems to increase the use of heat exchangers and recuperators. Conduct a massive public information campaign on the social benefits of energy efficiency and the soft-path option. Demonstrate the feasibility of energy use efficiency and solar energy with actual projects; enough R&D has been done.

## [Traduction]

elle n'a donc pas le choix. C'est l'élément principal qui ressort de ce tableau.

J'indique ici quelques-unes des solutions possibles. Le prix de l'énergie devrait s'accroître avec le coût de l'exploitation des nouvelles ressources énergétiques. La fixation des prix selon le coût marginal stimulera l'économie d'énergie. Les compagnies d'électricité devraient encourager la double production d'électricité, plutôt que de la décourager comme le fait l'Hydro-Ontario. La double production d'électricité permet d'utiliser la chaleur perdue pour produire de la vapeur qui à son tour permet de produire de l'électricité, et ainsi de tirer à la fois de l'électricité et de la chaleur de la même ressource énergétique. Il existe à Sarnia, en Ontario une usine sur laquelle *Canadian Renewable Energy News* a publié en janvier dernier l'article que voici:

L'obstacle principal au développement de la double production d'électricité n'est pas le facteur économique, mais l'hostilité que manifeste l'industrie et les compagnies d'électricité face à cette nouvelle ressource d'énergie, selon le chef de l'énergie de la *Dow Chemical of Canada Limited*, M. Jos Zanyk.

Malgré le peu d'encouragement de l'Hydro-Ontario, la *Dow Chemical* de Sarnia a décidé d'installer sa propre centrale de double production et obtient maintenant de cette centrale 55 des 242 mégawatts qu'elle consomme dans son usine. Cela représente donc un cinquième de sa consommation d'électricité.

**M. Rose:** En quelques mots, comment s'y prend-t-on?

**M. Passmore:** Je ferais peut-être mieux de vous remettre cet article, car il est assez détaillé . . .

**M. Rose:** Je ne veux pas vous distraire, monsieur Passmore; allez-y. Nous reviendrons là-dessus plus tard.

**M. Passmore:** Très bien.

Il faut stimuler l'efficacité en matière d'énergie au moyen d'exemptions fiscales, et de réductions de la taxe de vente. À l'heure actuelle, l'économie d'énergie n'est pas intéressante pour l'industrie, étant donné la structure tarifaire. Bien entendu, plus on consomme d'énergie, moins le kilowatt coûte cher.

Le prix des transports devrait tenir compte de la consommation d'énergie de chacun des modes de transports et les systèmes les plus efficaces doivent être subventionnés à même le budget des systèmes peu efficaces. Il faut dissuader les gens d'utiliser leur voiture dans les zones urbaines, en améliorant les services de transport en commun. Il faut adopter des lois fixant des normes d'efficacité énergétique. Il faut réviser le code du bâtiment.

Établir des normes d'efficacité minimales élevées pour les appareils ménagers, les chaudières, les conditionneurs d'air. Favoriser le chauffage collectif. Limiter la quantité de chaleur perdue dans les systèmes de ventilation pour accroître l'usage des échangeurs et récupérateurs de chaleur. Lancer une grande campagne d'information publique sur les avantages sociaux de l'efficacité énergétique et de la solution modérée. Prouver la «feasibility» de l'utilisation efficace de l'énergie et de l'énergie



## [Text]

I would contend that the short-term energy crisis, then, is one of demand, and that the short-term solution is conservation. The long-term energy crisis is one of fossil fuels, and the long-term sustainable solution is renewable energy. Because past energy patterns have been based on oil and not solar, it is difficult to imagine a world in which the reverse is true, but it has been left to our generation, and to some extent, in Canada at least, to this committee, to deal with and orchestrate this change. Decisions we make today will determine how our world will look in 15 years.

Being rich in oil does not mean Canada should neglect renewables. If we do, we will end up technologically unprepared to compete with countries using renewable technologies. We will end up importing material which is unsuited to Canadian needs—probably American, because, for example in the field of hot-water solar collectors, dozens of models of collectors are being developed in the States, none of which could be used in Canada because they cannot cope with cold temperatures. So if the industry does not receive—and it is in fact receiving some federal assistance now—we may end up importing inappropriate technology.

In contrast to the pessimistic outlook for new energy from conventional sources whose cost to society in the pocket-book would be outrageous, the outlook is bright for an energy strategy which relies on conservation and increased efficiencies to extend conventional fuels long enough to make the transition to the solar era.

I wanted to show you one more graph before we get into questions, and this relates to the presentation Ken Whitham, from Energy, Mines and Resources, made. I do not imagine any of you brought this with you. However, on page 3 of that document, he put together some numbers—renewable sources of energy, the percentages that they can supply by the year 2000.

## • 1020

The problem with this document is that it does not say how many quads Canada is going to be consuming in the year 2000, so how can you possibly estimate how much renewable you are going to be contributing? Nowhere here does he say what the consumption of energy will be in Canada in the year 2000, so let us assume the hard path, which I had to do in order to get some percentages, and let us assume we are going to be consuming 12.8 quads in the year 2000. These would be Whitham's numbers. Hydro would presumably be 25 per cent; biomass, 10 per cent and so on.

If we were assuming 2 per cent energy growth, we would be consuming 11.2 quads. Sooner or later we will go to 8 quads. If we were consuming 8 quads today, we would still be consuming 8 quads in the year 2000, and the percentage that each of these renewable sources contributes augments considerably, and likewise if we were to have a negative energy growth, 6.4

## [Translation]

solaire grâce à des projets réels; on a assez dépensé d'argent pour la recherche et le développement.

A mon avis, la crise dite de l'énergie à court terme est une crise de la demande et la solution est l'économie. La crise à long terme est une crise des combustibles fossiles et la solution qui s'impose est l'énergie renouvelable. Comme par le passé le gros de notre énergie provenait du pétrole et non du soleil—il est difficile d'imaginer l'inverse—mais il appartient à notre génération et dans une certaine mesure, du moins au Canada, à votre comité, de réaliser et planifier le changement. Les décisions que nous prenons aujourd'hui façonneront le monde de demain.

Même s'il est riche en pétrole, le Canada ne doit pas négliger les ressources énergétiques renouvelables. Il s'exposerait en effet à ne pouvoir concurrencer du point de vue technique les pays qui en font usage. Il devra importer des produits mal adaptés aux besoins canadiens—sans doute des États-Unis, car dans le domaine des capteurs solaires à eau chaude, par exemple, des dizaines de modèles différents ont été mis au point aux États-Unis, et aucun d'entre eux ne pourrait servir au Canada, à cause des basses températures. Si l'industrie ne reçoit pas d'aide du gouvernement fédéral—de fait, elle en reçoit maintenant—nous serons peut-être obligés d'importer des techniques qui ne conviennent pas à nos besoins.

Contrairement aux perspectives sombres que présentent les ressources énergétiques traditionnelles, dont l'exploitation ultérieure coûtera des sommes astronomiques à nos sociétés, un brillant avenir s'ouvre à une stratégie énergétique fondée sur l'économie et l'accroissement de l'efficacité permettant de faire durer les combustibles traditionnels assez longtemps pour préparer la voie à l'ère solaire.

Avant de passer aux questions, voici un autre graphique tiré de l'exposé fait par M. Ken Whitham, du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Je suppose que vous ne l'avez pas sur vous. À la page 3 de ce document, vous trouverez le pourcentage d'énergie produite à partir des ressources renouvelables en l'an 2000.

Or, comme l'auteur ne précise pas combien de quads d'énergie le Canada utilisera en l'an 2000, je ne vois pas comment il peut calculer le pourcentage obtenu à partir de ressources renouvelables. En l'absence de chiffres supposons qu'en l'an 2000 nous utiliserons 12.8 quads d'énergie, chiffres utilisés par Whithams. L'hydro-électricité représente sans doute 25 p. 100, la biomasse 10 p. 100 etc.

Avec une croissance énergétique de 2 p. 100, nous utiliserons 11.2 quads. Nous atteindrons 8 quads tôt ou tard. Si nous utilisons 8 quads d'ores et déjà, cette utilisation serait inchangée en l'an 2000, le pourcentage d'énergie obtenu à partir de ressources renouvelables augmenterait très sensiblement; si l'on enregistrait une croissance énergétique négative qui atteindrait



## [Texte]

quads in the year 2000, which is quite attainable, we would be getting 79 per cent of our energy from renewables.

These figures actually are not all that accurate. All we want to do is illustrate a point. What is not accurate about them is that I have just taken 1980 as the base year and said, okay, 3 per cent of the base year per annum. I have not taken 3 per cent of over 20 years. In other words, 3 per cent of 8 quads in 1980 gives us 8 point something quads in 1981 and then 3 per cent of that. In other words, I have not calculated exponential growth. If I did, this would be a lot higher than 12.8 quads.

A lot of these numbers are silly anyway. For example, there is a number here for passive solar heating of 1.5 per cent. I would imagine we are getting more than that now just from solar gain that we are not even aware of. Passive solar is something that is very to determine in these sorts of numbers. All I wanted to illustrate from this graph in response to those figures is that they do not mean anything simply because we do not know this number, how many quads does Whitham and EMR estimate we will be consuming in the year 2000.

I am sure there are hundreds of questions which I will not be able to answer. Perhaps I would like to get a glass of water first.

**The Chairman:** Before we go to questioning, could we have a motion that the brief presented by Mr. Passmore be appended to today's minutes and proceedings?

**Mr. Portelance:** I so move.

**Some hon. Members:** Agreed.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Passmore, for a very interesting presentation. I am sure the members will have a number of questions and I would like to ask honourable members to co-operate in an attempt to terminate this part of the morning's sittings at about 11.50 a.m. We can have maybe short questions and short answers and everybody will have an opportunity. I would also like to remind you that our business meeting will start at 12.30 p.m. sharp in room 601 at the Parliamentary Restaurant.

First questioner, Dr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** In research and development there has been some controversy. I have heard a number of different comments about how important research and development is today, with I think one side of the argument saying that we have had enough research and development, particularly in some areas like solar, and I think you mentioned that here, and other arguments saying that we need to carry on in research and development at an expanded pace in order to achieve our goals, assuming that our goals are to be taking us towards renewable and not some of the systems that we have now. Can you comment on your opinion as to what is important here?

**Mr. Passmore:** I think the Canadian public does not believe that renewable energy works. Therefore, I would strongly urge demonstration projects rather than more research and development.

## [Traduction]

draît 6.4 quads dans l'an 2000, ce qui est tout à fait possible, 79 p. 100 de notre énergie proviendrait de ressources renouvelables.

Ces chiffres ne sont d'ailleurs pas très précis. Il s'agissait simplement de vous donner quelques exemples. J'ai en effet pris l'année 1980 comme année de référence en supposant une croissance énergétique de 3 p. 100 l'an. Je n'ai pas pris 3 p. 100 sur 20 ans. Si l'on prend 3 p. 100 de 8 quads en 1980 cela donne 8 et quelque chose quads en 1981 et ainsi de suite. Il ne s'agit donc nullement d'un calcul exponentiel. Si c'est ce que j'avais fait, je serais arrivé à bien plus de 12.8 quads.

D'ailleurs, pas mal de ces chiffres sont tout à fait idiots. Ainsi un chiffre de 1.5 p. 100 pour le chauffage solaire passif n'est pas du tout réaliste, ce niveau étant sans doute déjà dépassé à l'heure actuelle sans que nous nous en rendions compte. Il est en effet très difficile de calculer le chauffage solaire passif. J'ai donc simplement voulu montrer que ce chiffre ne veut rien dire, vu que M. Whitham et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources ne savent pas combien nous utiliserons en l'an 2000.

Je suis sûr que je serai dans l'impossibilité de répondre à des tas de questions, mais je vais tout d'abord boire un verre d'eau.

**Le président:** Avant de passer aux questions, quelqu'un voudrait-il proposer une motion en vue d'annexer l'exposé de M. Passmore aux comptes rendus de notre réunion.

**M. Portelance:** J'en fait la proposition.

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** Je vous remercie de votre très intéressant exposé, monsieur Passmore. Je prie les membres du Comité de faire tout leur possible de façon à ce que nous puissions terminer cette partie de la réunion vers 11h50. A condition que les questions et réponses soient brèves, tout le monde aura son tour de parole. Je vous rappelle par ailleurs que notre réunion de travail commencera à 12h30 juste dans la salle 601 du restaurant parlementaire.

Monsieur Gurbin, vous pouvez commencer.

**M. Gurbin:** Il y a eu pas mal de controverses au sujet de la recherche et du développement. Certains affirment que la recherche et le développement sont suffisants, surtout dans les domaines telle que l'énergie solaire, tandis que d'autres prétendent au contraire que la recherche et le développement doivent être poursuivis à un rythme accéléré si nous tenons réellement à remplacer les combustibles fossiles par des ressources renouvelables. Qu'est-ce que vous en pensez?

**M. Passmore:** Vu que les Canadiens ne semblent pas réellement croire aux possibilités des ressources énergétiques renouvelables, j'estime qu'il faudrait s'attacher davantage à des campagnes d'explications plutôt qu'à la recherche et au développement.

[Text]

• 1025

In London, Ontario, the average citizen can drive a church which derives all its hot water from an active solar hot water system on the roof of the building, and see that the solar collectors on the roof of that church are providing its hot water. Likely they would not have realized that the technology was that well advanced. Likely "solar" was something pie-in-the-sky to them that was going to be coming around the corner for their grandchildren.

Also, as far as home design is concerned, all that is required is the strengthening or rewriting of the building code. We would need all the new construction facing south with minimum standards of insulation. And when I say "minimum standards" I mean 2 by 6 inch studding, not 2 by 4 inch; R28 in the walls, R35 in the ceilings, south facing exposure. Subdivisions can be designed in such a manner that the infrastructure is all facing south. Of all the homes that are going to be in existence in the year 2000, 40 per cent of them are not built yet. Now, are we going to continue to build them with R12 insulation and huge windows facing north? So that is perhaps an indirect answer to your question.

I think that there is some need for R&D photovoltaic electric cells. There is an incredible market there. Canada is way behind in research. We only have so much money. Though some goes to fusion and some goes to photovoltaics, very little is going to photovoltaics. I think there could be more research and development there; for one thing, a very good export potential for Canada to developing countries. But, in active solar systems, passive solar systems, wind systems, it is just happening; the government is way behind, there are people all over the country installing their own windmills.

The Anglican Church of Canada went to the Ontario government a year and a half ago and said, we want to have some money to demonstrate solar, wind and one other project in three of our churches. One church in London, Ontario uses solar and another in Moosonee, Ontario uses wind, and I cannot remember what the project is in B.C. However, the Ontario government told them that it is not the business of the Anglican Church of Canada to be getting involved in solar energy. So, they went ahead and did it themselves. And now we have this church right in the middle of a subdivision as one example. People drive by it every day and see the whole south roof lined with solar collectors. I went to the opening. The congregation was ecstatic.

**Mr. Gurbini:** Thank you. There are other people who want to ask questions, and as I have a couple more I would like to ask I will try to keep my questions short.

Your paper, and your involvement in the paper that you have, has a fairly high level of respect across a large section of the population, at least to those people that I communicate with and that includes people in the nuclear area. Your

[Translation]

Tous ceux qui circulent à London dans l'Ontario ont eu l'occasion de passer près d'une église qui chauffe toute son eau à l'aide d'un collecteur solaire installé sur le toit. S'il n'avait pas eu l'occasion de voir cette installation, l'homme de la rue n'aurait pas su que cette technique est déjà aussi perfectionnée, ayant plutôt tendance à croire que s'il ne s'agit pas d'un projet purement chimérique, du moins ce ne serait que nos petits-enfants qui pourraient l'utiliser vraiment.

Pour ce qui est de la construction des logements, il suffirait de renforcer ou plutôt de remanier le code du bâtiment. Ainsi tous les nouveaux immeubles devraient donner au Sud et être isolés selon des normes bien établies. Par norme minimale d'isolation, j'entends des montants de 2 par 6 pouces et non pas de 2 par 4 et un facteur d'isolation d'aire 28 pour les murs et d'aire 35 pour les toits, les immeubles donnant au Sud. Les lotissements peuvent être prévus de façon à ce que tous les immeubles donnent au Sud. Quarante pour cent des immeubles qu'on utilisera en l'an 2000 ne sont pas encore construits. La question est de savoir si nous allons continuer à construire des immeubles avec un facteur d'isolation d'aire 12 et avec d'immenses fenêtres donnant au Nord. Voilà une réponse indirecte à votre question.

Il faudra à mon avis faire de la recherche et du développement dans le domaine des piles électriques photovoltaïques pour lesquelles il existe un immense marché. Or, le Canada est très en retard dans cette recherche. Sur l'ensemble des crédits de recherches disponibles, une part est attribuée à la fusion mais très peu aux piles photovoltaïques. On devrait à mon sens faire plus de recherche et de développement dans ce domaine, car c'est un secteur qui offrirait d'excellentes possibilités d'exportation vers les pays en voie de développement. Par contre, le gouvernement est loin à la traîne en ce qui concerne le chauffage solaire actif et passif ainsi que l'énergie éolienne. Beaucoup de gens partout dans le pays font installer leur propre moulin à vent.

Il y a un an et demi, l'église anglicane a demandé des crédits au gouvernement de l'Ontario pour monter des projets-pilotes de chauffage solaire et éolien dans trois de leurs églises. Une église de London en Ontario utilise l'énergie solaire, une église à Moosonee utilise l'énergie éolienne mais je ne me rappelle plus ce que fait une troisième église en Colombie-Britannique. Toujours est-il que les autorités de l'Ontario ont répondu que l'église anglicane n'a pas à se mêler d'énergie solaire. L'église a néanmoins décidé d'aller de l'avant et de se passer de l'aide du gouvernement. Actuellement cette église sert de modèle dans son quartier. En effet, tous ceux qui passent par là peuvent voir la totalité du toit donnant au Sud recouverte de lecteurs solaires. J'étais présent à la cérémonie d'inauguration. La congrégation était vraiment enthousiaste.

**M. Gurbini:** Je vous remercie. Je vais vous poser encore deux petites questions en vitesse de façon à ce que mes collègues puissent également participer au débat.

La revue à laquelle vous collaborez jouit d'une grande estime dans le public et particulièrement auprès de certains spécialistes du nucléaire. Alors, vous ne m'avez pas l'air d'un ennemi du nucléaire. C'est d'autant plus remarquable que la



**[Texte]**

paper—and I think from your attitude today—does not seem to be particularly antinuclear. I find that rather interesting because I think a lot of times when we talk about renewables, we sometimes, in the same breath, are implying antinuclear. What is your definition of renewable, and is there any room in your “mind set” for including nuclear in that definition?

**Mr. Passmore:** *Canadian Renewable Energy News* does not deal with nuclear power as a story line because we want to present the alternatives—we see nuclear power as the hard path. So, no, there is no room in my “mind set” for nuclear power. It is far too expensive. It only provides base load thermo electricity which is very inefficient and also, it does not create very many jobs.

• 1030

Right now, if you look at secondary energy as opposed to primary energy, then nuclear is certainly up here because it only delivered, as I said, 35 per cent, so you have a huge gap between what you generate and what you get, so I do not see that as an end-use efficiency source. We do not deal with nuclear power in the newspaper because, as I say, we are trying to present the alternatives to nuclear power and present a positive approach to the whole question.

**Mr. Gurbin:** I have to take you from there into co-generation, particularly in Ontario. If, on the one hand you are discussing efficiencies and opportunities and co-generation, in fact you cannot get co-generation of electricity unless you use some heat source, some fuel source, which is in your definition, I think, a hard path, be it fossil fuel or I suppose garbage even could be considered that if you are going to go in electrical production, so, can you explain it.

**Mr. Passmore:** Yes, you can get steam from renewable energy, as I said earlier. You are actually referring probably to the plan of—I am not sure if it is Ontario Hydro—to co-generate or use some of the waste heat from the Bruce nuclear plant in greenhouses.

**Mr. Gurbin:** That is a very small part of the opportunities that exist with co-generation.

**Mr. Passmore:** Yes.

**Mr. Gurbin:** I just speak about it in broad terms because there is no opportunity to co-generate electricity certainly unless you have a hard technology at the bottom and get your heat units somewhere.

**Mr. Passmore:** Yes. As far as the nuclear option is concerned, there are all kinds of reasons for being somewhat reluctant to choose the nuclear option. Some of them have to do with safety; Some of them have to do with nuclear proliferation, but it is not a renewable source unless we get into reprocessing. We would at some point run out of uranium.

We can get into reprocessing; some people argue that that we have only two choices: solar or reprocessing, and then of course you could get into fusion, but you are right, you can co-generate electricity from garbage and I would much rather see it done that way than the hard-path way. As far as doing it from oil and gas, I think the amounts of natural gas we have in this country are sufficient as a transition fuel to take us into a

**[Traduction]**

plupart du temps lorsqu'on parle de ressources renouvelables, on sous-entend anti-nucléaire. Qu'est-ce que vous entendez au juste par ressource énergétique renouvelable? Est-ce que vous mettriez l'énergie nucléaire dans cette catégorie?

**M. Passmore:** La revue *Canadian Renewable Energy News* ne donne pas la vedette à l'énergie nucléaire parce que nous tenons plutôt à souligner d'autres options. À mon avis, l'énergie nucléaire est beaucoup trop coûteuse. Elle permet en effet d'obtenir un minimum d'électricité thermique et de façon peu efficace; de plus, les emplois ainsi créés sont très peu nombreux.

Dans la liste des énergies secondaires par opposition aux énergies primaires, l'énergie nucléaire n'occupe pas une très bonne place vu que son rendement n'est que de 35 p. 100, les pertes de la production étant donc énormes. Ce n'est donc pas à mon avis une source efficiente d'énergie. Notre revue ne traite donc pas d'énergie nucléaire car notre préférence souligne d'autres options, en adoptant une attitude positive vis-à-vis de l'ensemble du problème énergétique.

**M. Gurbin:** Je voudrais maintenant aborder la question des systèmes de production mixte d'électricité, et plus particulièrement dans l'Ontario. Les systèmes de production mixtes postulent bien entendu l'existence d'une source de chaleur, qu'il s'agisse de combustible fossile, voire même de déchets quelconques. J'aimerais savoir ce que vous en pensez.

**M. Passmore:** Il y a effectivement moyen d'obtenir de la vapeur à partir d'énergie renouvelable. Vous faites sans doute allusion au plan d'Hydro-Ontario en vue de la production mixte d'électricité en utilisant notamment la chaleur résiduelle de la centrale nucléaire de Bruce pour chauffer des serres.

**M. Gurbin:** Ce n'est qu'une seule parmi de nombreuses possibilités de production mixte.

**M. Passmore:** Oui.

**M. Gurbin:** Il n'y a pas moyen de se lancer dans la production mixte d'électricité si l'on ne dispose pas de la technique fondamentale et notamment d'une certaine quantité de chaleur.

**M. Passmore:** C'est tout à fait juste. en ce qui concerne l'option nucléaire, il existe toute une kyrielle de raisons valables pour éviter à s'engager sur cette voie. Il y a entre autres, des questions de sécurité et le danger de prolifération nucléaire. De toute façon, ce n'est pas une ressource renouvelable à moins de se lancer dans le recyclage vu que tôt ou tard, les gisements d'uranium seront épuisés.

Pour certains, nous avons deux choix: soit l'énergie solaire, soit le recyclage. Il y a encore bien entendu l'énergie de fission. Il y a effectivement moyen de produire de l'électricité à partir de déchets. J'estime par ailleurs que nos réserves de pétrole et de gaz naturel sont suffisantes pour nous permettre de les utiliser en tant que combustibles de transition en attendant que nous nous soyons convertis à l'énergie renouvelable. Il arrivera



**[Text]**

renewable field and at some point we would get to the point where we would not be co-generating electricity; we would have photovoltaic cells and so on.

I am speaking of co-generation as a temporary, transition means of providing industrial energy in the medium term rather than going to new sources of supply. Ontario Hydro, as I say, would prefer to discourage that because that means they're not selling electricity. The Sarnia plant is generating 52 megawatts of its own electricity and there are other utilities in the world which are very much more progressive. The Tennessee Valley Authority now is getting into co-generation, but I do not see that as something we would be doing 50 or 75 years hence.

**Mr. Gurbin:** Talking about renewable energy, is there an implication or is there an attitude in your mind of taking us away from an electrical economy?

**Mr. Passmore:** Hydro electricity is very efficient, 95 per cent in fact, so we would use electricity generated from hydro and also low-head hydro. I think in fact it was a mistake—I guess Ontario Hydro is recognizing this—to close down all the small generating stations we had in northern Ontario, and they are reopening them or planning to reopen some of them. Quebec closed down a lot. I guess they do not need . . . no, we would not close down an electrical economy.

• 1035

We would have hydro-based electricity, photovoltaic based electricity, and electricity from garbage. Public transit might be electric, but that is one of the interesting things, you see. When people talk about conserving energy and going to the electric car, a lot of the anti-nuclear people say that means more nuclear plants, but we do not have to have more nuclear plants in order to have electric vehicles.

**Mr. Gurbin:** What is your ultimate carryable fuel?

**Mr. Passmore:** I guess, in the renewables area, we think we have found all the solutions except in the transportation area, and the solutions there, which is being worked on, of course, is ethanol and methanol—fuel from biomass. That would be your portable fuel. I do not think we should get into oceanic transport of liquefied natural gas at this time. I think we will have to go the biomass fuel route.

I also think that is what is happening in a number of developing countries like Brazil, which has got a huge—I do not remember the exact numbers, but actually it happened quite accidentally. They were using their biomass to generate fuels 15 years ago, and I think all the gas stations now in Brazil have a 15 per cent alcohol-gasoline mix; in other words gasahol. The government vehicles are sort of showing the way because they all switched to gasahol first.

**[Translation]**

donc un temps où l'électricité sera produite à l'aide de piles photovoltaïques, il ne sera donc plus question de production mixte.

La production mixte est donc une mesure provisoire qui sera sans doute utile à moyen terme mais qui ne fera pas appel à de nouvelles ressources énergétiques. Hydro-Ontario aurait tendance à décourager cette option, bien sûr car cela réduirait d'autant ses ventes d'électricité. La centrale de Sarnia produit 52 mégawatts et il existe d'autres centrales un peu partout dans le monde qui utilisent des techniques bien plus avancées. La Tennessee Valley Authority s'est déjà lancée dans la production mixte; mais je ne pense pas que nous le fassions avant 50 ou 75 ans d'ici.

**M. Gurbin:** Quand vous parlez de ressources énergétiques renouvelables, est-ce que vous voulez dire par là que notre économie ne serait plus basée sur l'électricité?

**M. Passmore:** Le taux d'efficacité de l'hydro-électricité est de 95 p. 100 ce qui est très élevé; nous devrions donc continuer à l'utiliser ainsi que l'électricité produite à partir de cours d'eau à faible hauteur de chute. Hydro-Ontario a d'ailleurs reconnu que c'était une erreur d'avoir fermé toutes les petites centrales du nord de l'Ontario; certaines de ces centrales seront d'ailleurs remises en service. Le Québec en a aussi fermé tout un tas. Il n'est donc nullement question de ne plus utiliser l'électricité comme base de notre économie.

Nous aurions de l'électricité d'origine hydraulique, de l'électricité des piles photovoltaïques et de l'électricité provenant de l'utilisation des déchets. Les transports publics pourraient d'ailleurs fort bien être électriques. De fait, lorsque les gens parlent de la conservation de l'énergie et de l'utilisation d'automobiles électriques, beaucoup des opposants à l'énergie nucléaire affirment que cela signifierait un nombre croissant de centrales nucléaires. Cela est erroné, car il n'est absolument pas nécessaire d'avoir plus de centrales nucléaires pour avoir des véhicules électriques.

**M. Gurbin:** Quel est le combustible le plus facile à transporter?

**M. Passmore:** Dans le domaine de l'énergie renouvelable, je pense que nous avons trouvé des solutions pour tous les types d'utilisation, sauf en ce qui concerne les transports. Dans ce dernier domaine, la solution qui est actuellement étudiée serait l'éthanol et le méthanol, c'est-à-dire un combustible de la biomasse. Ce serait là le combustible transportable. Je ne pense pas que nous devrions nous lancer, pour l'instant, dans le transport océanique du gaz naturel liquéfié. Je crois qu'il vaudrait mieux utiliser l'énergie de la biomasse.

Nous pourrions d'ailleurs tirer des enseignements de ce qui fait un certain nombre de pays en voie de développement, comme le Brésil, qui sont très avancés dans ce domaine. Le Brésil a commencé à utiliser la biomasse pour la production de combustible il y a 15 ans et je crois qu'aujourd'hui toutes les stations-services de ce pays utilisent un mélange d'essence et d'alcool à 15 p. 100; il s'agit de ce que l'on appelle le gazohol. Ce sont d'ailleurs les véhicules du gouvernement qui montrent la voie, puisque ce sont eux qu'on a convertis en premier.

[Texte]

**Mr. Gurbin:** Just one comment on that; one short last question. I guess one of the interesting parts about that scenario from what I could understand from the western conference on biomass and energy that Mr. MacBain, Mr. Graham and myself were at, was that the price competition for the fuel—as a crude or an energy itself or a chemical itself, if you will—is so stiff that in fact the economics dictate they import oil at world prices and use it, and ship out their ethanol they can sell at a higher price because of markets . . .

**Mr. Passmore:** That is in Brazil?

**Mr. Gurbin:** Yes. That was my understanding, at any rate. The final question: I think you mentioned the price elasticity in consumption. In your opinion, what relationship is there between energy consumption and price?

**Mr. Passmore:** Well, that is a difficult question. As far as . . .

**Mr. Gurbin:** For energy mode and price, if you will. Whatever.

**Mr. Passmore:** I have heard a number of suggestions. One is that we should put the price of fuel up for automobiles but not for home heating, because of the evident disadvantage to people on fixed incomes and so on that have to heat their homes and that kind of thing. It is not obvious to me that higher prices for gasoline encourage or discourage people from driving. We see they are paying four dollars a gallon for gasoline in West Germany. It does not seem to have stopped people from driving their cars on the expressways.

However, I tend to think that in Canada, we are living in a little bit of dream with the price we pay for gasoline. Articles you read in magazines from the U.K. and so on chastise us for having such cheap gasoline. We continue to reply that Canada is a special case; we have so much oil and gas, and we do not need to be beholden to prices determined arbitrarily by OPEC. To some extent I buy that, but what we need to learn as a public psychologically is that fossil fuels are in fact a finite resource, and that we should treat them with a certain degree of recognition of that. As I said in one of my opening statements, I did not think it mattered what form of energy we use; we had to use less of it. I would like to see us using less fossil fuels because of the environmental effects of it. Price may discourage, but I do not know that it will discourage use. Does that answer your question?

• 1040

**Mr. Gurbin:** Yes, it does. We may be sort of going around that one a little bit. It is a little hard to answer; I appreciate that. There is a lot of comment on both sides of that. I wonder if, in fact, what is happening there is that there is not a limit to what conservation of efficiency you can achieve with the technology that we have now, so will price stimulate us to get

[Traduction]

**M. Gurbin:** Je voudrais poser une dernière question là-dessus. M. MacBain, M. Graham et moi-même avons participé à la Conférence de l'Ouest sur l'énergie de la biomasse. Or, l'une des choses intéressantes que l'on en a tiré c'est que la concurrence par les prix est tellement sévère que le Brésil importe son pétrole au prix mondial et peut vendre son éthanol à un prix encore plus élevé, à cause des marchés . . .

**M. Passmore:** Vous parlez du Brésil?

**M. Gurbin:** Oui. C'était du moins ce que j'avais compris. Cela dit, vous avez parlé de l'élasticité des prix pour la consommation. A votre avis, quel rapport y a-t-il entre la consommation de l'énergie et son prix?

**M. Passmore:** C'est une question à laquelle il est difficile de répondre. En ce qui concerne . . .

**M. Gurbin:** Peut-être pourriez-vous répondre par type d'énergie?

**M. Passmore:** Plusieurs sortes de propositions ont été faites à ce sujet. Ainsi, certains ont recommandé que l'on augmente le prix du combustible pour les automobiles mais pas du combustible pour le chauffage, étant donné les problèmes évidents que connaissent les gens à revenu fixe, entre autres pour chauffer leur maison. Pour moi, il n'est pas évident qu'une augmentation du prix de l'essence puisse encourager ou décourager l'utilisation des automobiles. Ainsi, nous constatons que les Allemands de l'ouest paient \$4.00 le gallon pour leur essence, ce qui ne les empêche pas d'utiliser leurs autoroutes autant qu'auparavant.

Cela dit, je crois que nous vivons, au Canada, dans une situation tout à fait irréaliste, avec le prix actuel de l'essence. Beaucoup de magazines étrangers, notamment de Grande-Bretagne, ne cessent de nous reprocher de maintenir notre essence à un prix aussi bas. Notre réponse est toujours la même, à savoir que le Canada est dans une situation spéciale car il a énormément de pétrole et de gaz naturel et qu'il n'a pas à se laisser imposer des prix déterminés arbitrairement par l'OPEP. Je suis partiellement d'accord avec cet argument mais il n'en reste pas moins qu'il importe de faire comprendre au public que les combustibles fossiles ne sont pas renouvelables et qu'ils devraient donc être traités en conséquence. Comme je l'ai dit dans ma déclaration préliminaire, je pense que le type d'énergie que nous utilisons importe peu, il nous faudra de toute façon en utiliser moins. Je préférerais donc que l'on utilise moins de combustibles fossiles, étant donné leur incidence écologique. Il se peut que l'on puisse se servir du prix pour décourager l'utilisation mais je n'en suis pas certain. Cela répond-il à votre question?

**M. Gurbin:** Oui. Il nous faudra peut-être revenir là-dessus, car c'est une question à laquelle il est très difficile de répondre, j'en conviens. Il y a beaucoup d'arguments de chaque côté. Je me demande cependant s'il n'y a pas une limite quant au degré de conservation ou d'efficacité que l'on peut obtenir, avec la technologie actuelle, ce qui signifierait qu'il faudrait se servir



[Text]

there as quickly as possible. Maybe everybody in Germany is driving four-cylinder cars now. I do not know.

**Mr. Passmore:** Could be. There was a comment made recently comparing expenditures of money. I think \$20 billion is the plan in the U.S. for synthetic fuels, and somebody did the numbers that if over the next 10 years they bought every family in the United States a Volkswagen Rabbit it would only cost \$10 billion, and they would save all the imported fuel.

**Mr. Gurbin:** There was another figure for public transportation in Los Angeles that I heard yesterday. It was that the infrastructure for public transportation was several times higher for mass transit than if they gave everybody a Honda. It is the same type of thing.

Thank you.

**Mr. Passmore:** I just want to comment on the business about food competing with forest products for alcohol fuels. You went to the conference in Winnipeg, I did not, so you may have a response to that. I understand, in fact, that if you are going to go into a biomass plantation you can plant food crops between the trees, or that you can have cattle grazing between the trees on the grass. You do not have to limit the usage of the acreage to planting poplar trees in Saskatchewan; you would have multiple uses of it. In fact, I understand that it is not a good idea to plant only poplar trees, because the trees are much more susceptible to disease if you go into 100 per cent of one breed for a biomass plantation.

**The Chairman:** Mr. Rose, are you waiting?

**Mr. Rose:** I do not know if I am next. Yes, I would like to ask a question.

**The Chairman:** And Mr. Corbett, I believe, had his hand up. Okay, Mr. Corbett and then Mr. Rose.

**Mr. Corbett:** I have just one short question. Dr. Gurbin covered a lot of ground there. If the translator is having problems keeping up with this presentation, I can assure you that I am as well. It is going to take some time to go through and digest this.

On page 1 you make the statement that "certain energies are more efficient than others". You often hear this particular phrase. You say in that thermal electric power generation is one of the least efficient. Can you tell me what determines efficiency?

**Mr. Passmore:** I am not a physicist and I did not work out that 35 per cent number myself. I picked it up as I went along.

[Translation]

des prix pour atteindre ce degré le plus vite possible. Peut-être que tous les Allemands ne conduisent que des automobiles à quatre cylindres? Je ne sais pas.

**M. Passmore:** C'est possible. J'ai lu récemment un article sur une analyse comparative des dépenses effectuées dans ce domaine. Si je ne me trompe, les États-Unis ont l'intention de consacrer 20 milliards de dollars au développement de combustibles synthétiques et quelqu'un avait calculé que si l'État achetait une Rabbit Volkswagen à chaque famille américaine pendant les 10 prochaines années, cela ne coûterait que 10 milliards de dollars et aurait l'avantage de supprimer toutes les importations de pétrole.

**M. Gurbin:** Moi aussi, j'ai entendu citer des chiffres, hier, au sujet de transport public de Los Angeles. Ils démontraient que les coûts d'infrastructure des transports publics étaient plusieurs fois supérieurs à ce que cela coûterait pour donner simplement une Honda à chaque habitant de l'État. C'est le même type d'argument.

Merci.

**M. Passmore:** Je voudrais revenir sur le problème de la concurrence entre les industries alimentaires et l'industrie de la forêt, pour les combustibles à base d'alcool. Puisque vous avez participé à la Conférence de Winnipeg, ce que je n'ai malheureusement pas pu faire, vous pourrez peut-être me donner des précisions. Je crois comprendre qu'il est possible de planter des cultures alimentaires entre les arbres d'une plantation de biomasse, et qu'il est également possible de faire brouter du bétail entre ces arbres. Il n'est donc pas nécessaire de restreindre considérablement la superficie des terres cultivables, en Saskatchewan, par exemple pour y planter des peupliers. On pourrait en effet en tirer des usages multiples. Par contre, j'ai cru comprendre que ce n'était pas une bonne idée de ne planter que des peupliers, car ils sont plus susceptibles aux maladies. Il faudrait donc peut-être éviter d'avoir des plantations avec une seule essence d'arbre.

**Le président:** Monsieur Rose, voulez-vous poser une question?

**M. Rose:** Oui, si je suis le suivant sur votre liste.

**Le président:** Je crois que M. Corbett a également levé la main. Je donnerai donc la parole à M. Corbett puis à M. Rose.

**M. Corbett:** Je n'ai qu'une brève question à poser. M. Gurbin a déjà analysé beaucoup de sujets. Peut-être devrais-je préciser que si les interprètes ont du mal à suivre cette présentation, ils ne sont pas les seuls car j'ai moi aussi beaucoup de difficulté à m'y retrouver. Nous allons devoir faire beaucoup d'efforts pour digérer tout cela.

En première page, vous indiquez que «certains types d'énergie sont plus efficaces que d'autres». Ainsi, vous donnez comme exemple que la production d'électricité par centrales thermiques est l'une des méthodes les moins efficaces. Pourriez-vous donc me dire comment on détermine l'efficacité?

**M. Passmore:** Je ne suis malheureusement pas un spécialiste en la matière et ce n'est pas moi qui ai pondu le chiffre de 35 p. 100. Je l'ai trouvé au hasard de mes lectures.



## [Texte]

The amount of energy consumed versus the amount of energy delivered determines it. For example, it takes one barrel of oil to get three from a syncrude plant, so your net gain is two barrels. Therefore, you could say that is 66 per cent efficient, I suppose. You are not getting 100 per cent of the oil back, you are only getting two thirds of it back. As for coal, it is unfortunate that it is so dirty because it is 90 per cent efficient. I do not know why. Maybe it is because it burns completely, 90 per cent completely, or something to that effect.

I would suggest that you try to ask that question of someone perhaps more technically competent to answer, but it has to do with, as I say, the amount of energy put in versus the amount of energy you get back. The net energy gain is your efficiency number.

**Mr. Corbett:** It is fairly obvious when you use the example of a barrel of oil and a return of two, but when you get down into things thermal, particularly dealing with thermal electric power generation, dealing with coal and different biomasses, it is a little more difficult, in my mind, at any rate, to try and establish just what efficiency is. On page 9, you refer to R & D funding:

• 1045

... 3 per cent of what has been spent on nuclear has been spent on renewables.

which would indicate to me that you are somewhat concerned about the amount of money that is not being spent on R & D. You have already dealt with this in the question from Dr. Gurbin, but it seems to be in conflict with the statement that you make on page 11 that enough R & D has been done. Do you want to comment on that?

**Mr. Passmore:** Yes. It was simply to illustrate the different strengths of the two lobbies. In the past, we have spent 3 per cent of R & D money on renewable energy that we have spent on nuclear fission. In the future, I think we should spend a heck of a lot more money on renewable energies but it should be on demonstration projects, not on R & D. We have got another study being conducted right now on the potential of waste garbage use in Ottawa. We have already done about four studies. People who are involved in it say, we do not need any more studies, what we need now is a waste-burning plant in Ottawa like the one is in Hamilton, the Tricil plant in Hamilton, a demonstration plant. So, I do not see that as a contradiction. I see simply that it was pointing out the strength of the various lobbies.

**Mr. Corbett:** Okay. Would you like to give the committee an opinion as to what you feel the attitude of the provincial electric utilities should be towards conservation and their role in society? I take it you are not altogether happy with the attitude of the Ontario Hydro people and perhaps some other provincial groups as well.

## [Traduction]

Cela dit, le taux d'efficacité est déterminé par une comparaison de la quantité d'énergie consommée et la quantité d'énergie produite. Par exemple, il faut consommer un baril de pétrole pour en obtenir trois à l'usine Syncrude. Le gain net est donc de deux barils. Et je suppose que le taux d'efficacité est de 66 p. 100. Cela signifie que l'on ne récupère pas 100 p. 100 du pétrole utilisé mais uniquement les deux tiers. En ce qui concerne le charbon, il est regrettable qu'il soit tellement salissant, car il a un taux d'efficacité de 90 p. 100. Je ne sais pas pourquoi. C'est peut-être parce qu'il brûle complètement ou pour une raison identique.

Si vous voulez des précisions, vous devrez poser cette question à quelqu'un qui a de meilleures connaissances techniques que moi là-dessus. De toute façon, ce dont je suis sûr, c'est que le taux d'efficacité concerne la quantité d'énergie utilisée par rapport à la quantité d'énergie produite. Il s'agit donc de la quantité nette d'énergie produite.

**M. Corbett:** C'est très facile à déterminer lorsque vous donnez l'exemple d'un baril de pétrole pour en produire deux, mais lorsqu'on parle de production d'électricité par centrales thermiques, ou de l'utilisation de charbon et d'énergie de biomasse, la chose est un peu plus difficile à comprendre. A la page 9, vous évoquez les modalités de financement de la recherche et du développement

... 3 p. 100 seulement des crédits affectés à l'énergie nucléaire ont été attribués aux énergies renouvelables.

Le manque de fonds destinés à la recherche et au développement semble donc vous préoccuper. Vous avez déjà invoqué ce problème en réponse à une question posée par M. Gurbin. Vous semblez toutefois vous contredire étant donné qu'à la page 11, vous affirmez qu'on a déjà fait assez en matière de recherche et de développement.

**M. Passmore:** Je voulais simplement faire ressortir les différences entre ces deux groupes de pression. Par le passé, 3 p. 100 seulement des crédits consacrés à la recherche et au développement dans le domaine de la fission nucléaire ont été consacrés aux énergies renouvelables. J'estime qu'à l'avenir, une proportion bien plus importante de ces crédits devrait être affectés aux énergies renouvelables, non pas toutefois à la recherche et au développement, mais plutôt à des démonstrations. Une étude est justement en cours à Ottawa sur l'utilisation des ordures ménagères pour la production d'électricité. D'autres études de ce genre ont déjà été effectuées. D'après les spécialistes, ce qu'il nous faut ce n'est pas de nouvelles études, mais plutôt une centrale de combustion des ordures ménagères comme la centrale Tricil, située à Hamilton. Il n'y a donc pas de contradiction. Je cherchais simplement à vous signaler l'influence des différents groupes de pression.

**M. Corbett:** D'accord. Quelle devrait être à votre avis l'attitude des centrales d'électricité des différentes provinces en ce qui concerne les économies d'énergie? J'ai cru comprendre qu'à votre avis, l'attitude de Hydro-Ontario et peut-être d'autres centrales laisse à désirer.

## [Text]

**Mr. Passmore:** Well, of course, Ontario Hydro has their conservation advertising program. They tell us to conserve energy but they do not tell us to stop buying electrical appliances. So, there is no consistency. Obviously of course, they are not in the appliance sale business, but they are in the business of selling electricity. I think it is a bit contradictory for the utilities that are in the business of selling electricity to tell us not to use it because, obviously, they want to sell the product.

However, I think Ontario Hydro has a role to play. I think that they could become an energy utility, if you will. They do not need to stay with hydro and thermal electricity. They could get into photovoltaics. They are interested in energy efficiency, as witnessed by the fact that they have the second most energy-efficient building in the country—Ontario Hydro Place. Now, that is a good public relations move also.

But, I do not think the utility is very happy with their 35 per cent overcapacity. I am very concerned about some of the things that are going on right now nationally, including the Liberal government's substitution program which, as you may know, is going to encourage consumers to switch from oil to gas and electricity. I do not want to get into hearsay here, but I understand that the Ontario government would be very willing to accept a higher price for Alberta oil if the federal government would fund conversion to electricity to help use up that 35 per cent overcapacity. The Ontario government, of course, and Ontario Hydro would love to sell that capacity south.

I think they could be much more responsible than they are, but it is real contradiction. They have got to broaden their scope. If all they are going to be doing is selling electricity then, no, they cannot promote conservation of electricity.

**Mr. Corbett:** Just quickly, what is your opinion of the future of tidal power in the Atlantic region?

**Mr. Passmore:** As you know, they are going ahead now with the first Fundy demonstration project on just one of the small bays. I think there are very inappropriate uses of renewable energy and solar satellites is one of them.

• 1050

Sending these huge 1 square kilometre orbiting platforms to microwave solar radiation down to a receptor on earth I think is solar stupidity. It is just looking for another technical-fix solution. I think there is a place possibly for small-scale tidal power, but I do not know whether blocking off the entire Bay of Fundy is a necessary or appropriate solution. As you will be told tomorrow in the presentation, I believe, by Friends of the Earth, Nova Scotia could derive 60 per cent, maybe more—I do not have the number—of its energy needs from renewable sources; and I do not think they are including a huge Fundy tidal project in that.

## [Translation]

**M. Passmore:** L'Hydro-Ontario fait de la publicité pour économiser l'énergie; mais sans aller jusqu'à dire que nous ne devrions plus acheter les appareils électro-ménagers, ce qui n'est pas logique. Bien entendu, ce service public vend l'électricité et non pas les appareils électro-ménagers. Il y a une certaine contradiction à voir une centrale à faire de la publicité pour l'économie d'énergie, son objectif étant bien entendu de vendre le plus d'électricité possible.

Ce qui n'empêche que l'Hydro-Ontario a un rôle à jouer dans ce domaine. L'Hydro-Ontario pourrait notamment se lancer dans la production d'électricité à partir d'autres sources plutôt que de continuer à produire exclusivement de l'énergie thermique ou hydraulique. L'*Ontario Hydro Place*, siège social d'Hydro-Ontario, occupe la deuxième place au plan de l'efficacité énergétique, ce qui montre bien que l'Hydro-Ontario s'intéresse à cette question. C'est bien entendu aussi entre parenthèses une très bonne manœuvre de relations publiques.

Je ne pense pas toutefois que l'Hydro-Ontario puisse envisager d'un cœur léger ce 35 p. 100 d'excédent de puissance installée. Certaines des tendances actuelles sont plus préoccupantes, y compris le programme de substitution lancé par le gouvernement libéral, programme visant à encourager les consommateurs à convertir les installations au mazout au gaz naturel ou à l'électricité. Il paraîtrait que le gouvernement de l'Ontario serait prêt à payer davantage pour le pétrole de l'Alberta à condition que le gouvernement fédéral paye la conversion à l'électricité, ce qui permettrait de résorber les 35 p. 100 excédentaires de puissance installées. Le gouvernement de l'Ontario ainsi que l'Hydro-Ontario ne demanderaient pas mieux bien entendu que de vendre cette électricité aux Américains.

Pour sortir de ces contradictions, il va falloir que l'Hydro-Ontario étende son champ de manœuvre, car on ne peut pas d'une part vendre de l'électricité et d'autre part préconiser des mesures d'économie.

**M. Corbett:** Que pensez-vous de l'avenir de l'énergie marémotrice dans la région atlantique?

**M. Passmore:** On est justement à construire la première centrale marémotrice pilote dans une des petites baies de la baie de Fundy. Les énergies renouvelables peuvent elles aussi être utilisées à mauvais escient, à preuve les satellites solaires.

Envoyer des plate-formes gigantesques d'un kilomètre carré en orbite autour de la terre, pour retransmettre vers celle-ci des radiations solaires en micro-ondes me paraît représenter une stupidité planétaire. Cela revient à essayer de résoudre le problème avec des trucs techniques. Certes, il serait possible d'avoir une petite usine marémotrice, mais je ne sais pas que la construction d'un barrage à travers toute la baie de Fundy soit une solution nécessaire ou même adéquate. Comme vous le diront demain des représentants des Amis de la terre, la Nouvelle-Écosse pourrait couvrir 60 p. 100, ou peut-être même plus de ses besoins énergétiques à partir de sources renouvelables d'énergie. Je ne pense pas que ce chiffre comprenne même une seule usine marémotrice dans la baie de Fundy.



## [Texte]

**Mr. Corbett:** Of course, as Mr. McCauley points out, nobody at this stage, at least to my knowledge, is suggesting that the entire Bay of Fundy be blocked off. I think the project talked about most frequently is the Minas Basin region, which is a relatively small segment. But I take it you are not absolutely convinced even that project is necessary.

**Mr. Passmore:** I am not absolutely convinced, no.

**Mr. Corbett:** Thank you very much.

**The Chairman:** Mr. Rose, a couple of short questions; and then Mr. McCauley.

**Mr. Rose:** Like the last short questions.

I would like to congratulate Dr. Gurbin for coming back. He is terrific, he saved up all that energy for today and asked all my questions—which is fine.

Anyway, I think maybe what is attempted to be said here is we are squandering a lot of very scarce resources in manners which could be more appropriately fulfilled by other means. And “by other means”, according to the witness, means, I think, renewable means.

**Mr. Passmore:** Renewable means and . . .

**Mr. Rose:** . . . softer paths, et cetera.

**Mr. Passmore:** . . . also efficient use of . . .

**Mr. Rose:** Yes. I am a little concerned about, though, and I find hard to reconcile, a couple of statements here. You were talking about the industrialized governments, by word or by deed, and you said let the market determine prices through supply and demand, except we will continue to subsidize fossil fuels, et cetera. That is a statement of scorn, right? But over here on page 10, under what needs to be done: the price of energy should reflect the rising costs of developing new supplies of oil, gasoline, and electricity.

I have difficulty in reconciling whether you feel price is an effective rationing mechanism . . .

**Mr. Passmore:** I think we could go to rationing without a change in price. You could ration at current prices.

**Mr. Rose:** Are you calling, though, for higher energy prices for conventional fossil fuels or not?

**Mr. Passmore:** Yes.

**Mr. Rose:** Because you feel they will be less used.

**Mr. Passmore:** As I said to Mr. Gurbin, I do not know whether they will be less used. However, I believe we should have higher prices for fossil fuels. I tend to think they would be less used. I tend to think, also, it would make the competitors much more competitive.

**Mr. Rose:** I am very interested in the Economic Council of Canada's attitude towards that one. It is a question I intend to ask them. That may or may not be the case, because the higher-priced fuel may be so much a component of inflation

## [Traduction]

**M. Corbett:** Comme l'a dit monsieur McCauley, personne, à ma connaissance, ne propose de construire un barrage sur toute la baie de Fundy. Je crois que le projet dont on parle le plus souvent est celui du bassin de Minas, qui est relativement petit. Cela dit, même un si petit projet ne vous paraît pas absolument nécessaire?

**M. Passmore:** Non, je ne suis pas absolument convaincu qu'il le soit.

**M. Corbett:** Merci beaucoup.

**Le président:** Monsieur Rose, pour quelques brèves questions, puis monsieur McCauley.

**M. Rose:** Elles seront aussi brèves que les dernières.

Je voudrais féliciter M. Gurbin pour son retour. Il a économisé toute son énergie pour aujourd'hui et il a posé toutes mes questions, ce qui me convient parfaitement.

En tout cas, ce que nous tentons d'établir ici c'est que nous gaspillons beaucoup de ressources très précieuses, alors que nous pourrions utiliser beaucoup d'autres solutions pour atteindre les mêmes résultats. Selon le témoin, ces autres solutions, si je le comprends bien, seraient renouvelables.

**M. Passmore:** C'est cela et . . .

**M. Rose:** . . . et des énergies douces, entre autre.

**M. Passmore:** . . . ainsi qu'une utilisation efficace de . . .

**M. Rose:** Très bien. J'ai cependant du mal à rapprocher certaines de vos déclarations. En effet, vous avez dit que les gouvernements des pays industrialisés laissent l'évolution de l'offre et de la demande déterminer les prix, mais que nous allons continuer à subventionner les combustibles fossiles. C'était là une expression de mépris si je ne me trompe? Par contre, la page 10, sous le titre «Ce qu'il faudrait faire», vous dites que le prix de l'énergie devrait refléter les coûts croissants de la mise au point de nouvelles sources de pétrole, d'essence et d'électricité.

J'ai donc du mal à comprendre si vous estimez que le prix constitue un mécanisme efficace de rationnement . . .

**M. Passmore:** Je crois que nous pourrions avoir un système de rationnement sans changement de prix. On pourrait fort bien rationner l'énergie au prix actuel.

**M. Rose:** Réclamez-vous ou non des prix plus élevés pour les combustibles fossiles traditionnels?

**M. Passmore:** Oui.

**M. Rose:** Parce que vous pensez qu'ils entraîneront une diminution de l'utilisation?

**M. Passmore:** Comme je l'ai dit à M. Gurbin, je ne sais pas si on les utilisera moins, mais je crois, néanmoins, que les prix des combustibles fossiles devraient être plus élevés. J'aurais tendance à croire que cela entraînerait une diminution de l'utilisation et contribuerait aussi à rendre les concurrents plus concurrentiels.

**M. Rose:** Je suis très intéressé par l'attitude du Conseil économique du Canada à ce sujet. C'est une question que j'avais l'intention de leur poser. En effet, cet argument n'est peut-être pas justifié car les combustibles de prix élevés repré-



[Text]

that your alternatives go up along the same graph as your fossil fuel prices; at least paralleling it.

**Mr. Passmore:** If you are talking about alternatives which are high-tech alternatives, then you might be right. If you need to have a large component of fossil fuels to mine copper to manufacture active collectors, then yes. But for home heating I do not think active collectors are appropriate. I think passive solar is the only form of home heating that makes any sense. A Saskatchewan conservation house had an active system which they took off because it was causing problems and because economically it just was not functioning. So they took it away and went totally with their passive system and are getting, whatever it is, 80 or 85 per cent, their heat needs from passive solar.

Incidentally, just in the economics of all this business, one question you might want to ask further witnesses is—I was down at the International Solar Energy Society's meeting in Phoenix, Arizona, last month, and the question of economics of solar came up.

• 1055

Many speakers in the U.S. said that when we are talking about going to war to maintain our legitimate interests in the Middle East, economics is irrelevant, because if you can get it from an expensive source, be it solar—and, as I say, passive solar is not expensive—it is better to do that than to talk about military intervention to get it. Passive solar would increase the costs of your average home in Canada by perhaps \$2,000, and the return on that would be three years, maybe.

**Mr. Rose:** You are saying that almost any alternative is cheaper than war?

**Mr. Passmore:** Yes.

**Mr. Rose:** A lot of people would agree with you, in theory, but it depends on how people are whipped up and what kind of drives or motives or propaganda are associated with the whole thing.

I wanted to ask you what we need to do to convince people that we really are short of energy—or are we? That is, certainly, fossil energy. You say we have enough fossil fuel for another 100 years and . . .

**Mr. Passmore:** At least, yes.

**Mr. Rose:** Right. And the general public seems to agree with you, because there are sure lots of snowmobiles, motor bikes, rec vehicles and dune buggies running around. What are your comments on that? What are you trying to do, change our whole life-style?

**Mr. Passmore:** It depends on the scenario you adopt of the ones that I have presented. When I was presenting the "My Choice" scenario, there were three categories: doing more with less; doing the same with less; and doing less with less. All three of those can exist side by side in the same community or

[Translation]

sentent une partie tellement importante de l'inflation que leur prix affecte parallèlement le prix des autres types de combustibles.

**M. Passmore:** Vous avez peut-être raison en ce qui concerne les autres options à forte concentration technologique. Ainsi, s'il faut beaucoup de combustible fossile pour produire le cuivre qui servira à fabriquer des collecteurs actifs, vous avez raison. Par contre, pour le chauffage résidentiel, des collecteurs actifs ne seront pas adéquats. J'estime que seule l'énergie solaire passive est raisonnable dans ce contexte. Je puis d'ailleurs vous dire qu'il y avait un système actif qui était installé sur une maison pilote en Saskatchewan, mais qu'on l'a supprimé car il suscitait trop de problèmes et n'était pas rentable sur le plan économique. On l'a donc remplacé par un système passif, uniquement, qui permet de produire 80 à 85 p. 100 de la chaleur nécessaire.

Il y a d'ailleurs une question que vous pourriez poser à de futurs témoins en ce qui concerne les aspects économiques de ces problèmes. Le mois dernier, j'ai participé à une réunion de la Société internationale de l'énergie solaire, à Phoenix en Arizona, à l'occasion de laquelle on a parlé des aspects économiques de l'énergie solaire.

Beaucoup de représentants américains ont dit qu'il était ridicule de parler d'entrer en guerre pour protéger nos intérêts légitimes au Moyen-Orient et que, dans ce contexte, les phénomènes économiques n'ont absolument aucune importance car, si l'on peut obtenir l'énergie dont on a besoin à partir de sources coûteuses, tout en considérant que l'énergie solaire passive n'est pas coûteuse, cela vaut de toute façon mieux que de parler d'intervention militaire. L'énergie solaire passive augmenterait le coût d'une maison moyenne au Canada d'environ \$2,000, ce qui pourrait être rentabilisé en 3 ans.

**M. Rose:** Vous voulez dire que presque n'importe quelle solution autre que la guerre serait moins coûteuse?

**M. Passmore:** Oui.

**M. Rose:** Beaucoup de gens seraient probablement d'accord avec vous, en théorie, mais il faudrait tenir compte des phénomènes de propagande et d'incitation collective qui pourraient survenir.

Je voudrais maintenant vous demander ce que nous devrions faire, selon vous, pour convaincre les gens que nous allons manquer d'énergie? Avant cela, en manquions-nous vraiment? Je veux parler ici de combustible fossile. Vous dites que nous avons assez de combustible fossile pour les 100 prochaines années et . . .

**M. Passmore:** Au moins.

**M. Rose:** . . . que le grand public semble être d'accord avec vous, puisqu'il y a beaucoup de motoneiges, de motos, de véhicules récréatifs en circulation. Que pouvez-vous nous dire là-dessus? Qu'essayez-vous de faire? Changer notre mode de vie?

**M. Passmore:** Tout dépend du scénario que vous choisissez parmi ceux que j'ai présentés. Lorsque j'ai présenté mon choix, j'ai offert trois solutions, c'est-à-dire faire plus avec moins, faire la même chose avec moins et faire moins avec moins. Ces trois solutions peuvent être appliquées parallèlement, dans la

[Texte]

the same country. Some people might opt to do the same with less and others to do less with less. The thing is that we can, right now, do the same with a lot less, just by improving energy efficiency, end use efficiency, getting that gap between primary energy and secondary energy closed.

**Mr. Rose:** But people have to know about this and people have to be convinced about it. I do not think that is happening.

**Mr. Passmore:** There are a lot of people who are going to—Dennis Hayes, the Chairman of the Solar Energy Research Institute.

**Mr. Rose:** Yes, but do you have a recommendation as to what we could do, as a committee, to further the cause of conservation or the switch from hard to soft path? We are going to be charged with making some recommendations, ultimately, and the more we get into this the more difficult it is, it seems.

**Mr. Passmore:** The more you know, the more you know you do not know.

**Mr. Rose:** That is right. I would like a recommendation as to what we could do, as a government, in terms of advertising or attitude changing. Have you any ideas like that? Have you any ideas in terms of incentives—that kind of thing? You have an excellent newspaper, but I think its circulation really does not amount to 23 million.

**Mr. Passmore:** No. Right. I wish it did. Anyway The point of incentives is a good one, for industry and for the homeowner, if there were an equal incentive to conserve, or tax write-offs for the installation of solar hot water collectors, or for insulation, or for the upgrading of furnaces. Right now, the best thing that could be done, and the government is already launched on this program, in fact, is the conversion to gas and electricity. The trouble is that there are not any efficient gas furnaces on the market, there will not be for another 18 months. The first thing that has to be done is that homes have to be brought up to standard. As I said, by the year 2000, 60 per cent of the homes that are going to be around are already built. They have to be well-insulated. There is no point in converting to gas if all you are going to do is throw that gas out windows that are not caulked and doors that do not have weather stripping around them. So, the first thing you could recommend is a major conservation program—and I mean a major conservation program. Then, after you have the houses airtight, you convert to gas, because we have a lot of it and gas is a great transition fuel.

• 1100

We have, as I say, a hundred or more years of it there to allow things like photovoltaics and solar power towers and the rest of it to become a more developed technology and to take over from gasoline when it runs out. I would say you should recommend that prices go up, even though I am not convinced of what the result of that would be. I think we can no longer be paying 28 or 30 cents a litre for gasoline, never mind the

[Traduction]

même collectivité ou dans le même pays. Certaines personnes pourront choisir de faire la même chose avec moins et d'autres de faire moins avec moins. Ce qu'il importe de reconnaître, c'est que l'on peut, dès maintenant, faire la même chose avec beaucoup moins, simplement en améliorant le taux d'efficacité de notre utilisation de l'énergie et en couvrant le fossé qui sépare l'énergie primaire de l'énergie secondaire.

**M. Rose:** Mais il faut que les gens en soient informés et convaincus. Pour l'instant, je ne pense pas qu'ils le soient.

**M. Passmore:** Il y a beaucoup de gens qui vont... M. Dennis Hayes, président de l'Institut de recherche de l'énergie solaire...

**M. Rose:** Auriez-vous une recommandation quant à ce que notre comité pourrait faire pour aider la cause de la conservation ou du changement vers les énergies douces? Puisque nous devons, en dernière analyse, soumettre des recommandations au gouvernement, je constate que plus nous avançons, plus la tâche risque d'être difficile.

**M. Passmore:** Plus on connaît de choses, plus l'on se rend compte qu'on en connaît peu.

**M. Rose:** C'est exact. J'aimerais que vous nous donniez une recommandation quant à ce que le gouvernement pourrait faire pour favoriser ce changement d'attitude. Avez-vous une idée quelconque là-dessus? Il pourrait s'agir de stimulants, par exemple. Je sais que vous avez un excellent journal, mais je ne pense pas que votre tirage en soit à 23 millions.

**M. Passmore:** C'est exact. J'aimerais bien en être arrivé là, mais ce n'est pas le cas. Votre idée de stimulant est certainement très bonne. Il pourrait s'agir de stimulants pour les entreprises, aussi bien que pour les propriétaires, afin qu'ils conservent l'énergie. Il pourrait s'agir de dégrèvements pour l'installation de collecteurs solaires pour l'eau chaude, pour l'isolation, pour l'amélioration des chaudières, etc. Actuellement, la meilleure chose à faire, et le gouvernement l'a déjà commencée, est de favoriser la conversion au gaz naturel et à l'électricité. Le problème est qu'il n'y aura pas, avant 18 mois, de chaudières à gaz naturel très efficaces sur le marché. Il faut également s'assurer que les maisons sont équipées selon des normes bien précises. Comme je l'ai dit, 60 p. 100 des maisons qui existeront en l'an 2000 sont déjà construites. Elles devront donc être très bien isolées. Il n'y a en effet aucun intérêt à se convertir au gaz naturel si c'est pour le jeter par des fenêtres et des portes non isolées. La première chose que je recommanderais serait donc d'instaurer un programme de conservation de grande envergure. Ensuite, il faudrait un programme de conversion au gaz naturel, car nous en avons beaucoup et c'est un excellent combustible de transition.

Je le répète, il faudra encore attendre une centaine d'années avant que les piles photovoltaïques ou les tours solaires soient suffisamment au point pour remplacer l'essence, une fois que nous n'en n'aurons plus. Peut-être devriez-vous recommander une augmentation des prix, bien que je ne sache pas quel pourrait en être le résultat. Je ne pense pas qu'il faille continuer à payer le litre d'essence 28 ou 30 cents, indépendamment



[Text]

made-in-Canada policy, because this is a global situation we are talking about here, and so . . .

**Mr. Rose:** I cannot leave him there; I cannot leave him alone there, Mr. Chairman. Are you calling for OPEC prices?

**Mr. Passmore:** No, I said that we should not be held . . .

**Mr. Rose:** You are opposed to a made-in-Canada policy?

**Mr. Passmore:** Well, that is a very favourite of the NDP, but . . .

**Mr. Rose:** Listen, I did not accuse you of any political favouritism. Politics has no place in the House of Commons.

**Mr. Passmore:** Okay. I would not be opposed to a made-in-Canada policy if it were realistic, but I do not think right now it is realistic to be paying 28 or 30 cents a litre for gasoline. I have already made the statement about not being convinced that higher prices encourage less driving, but as Gary Gurbin said, maybe it encourages people to buy four-cylinder instead of eight-cylinder cars. I do not really know if I am answering your question.

**Mr. Rose:** Well, \$4 a gallon is not necessarily the limitation. That is not where it will hurt. If it were \$8 or \$12 or something it would hurt; it would hurt the less affluent people.

**Mr. Passmore:** You see, the trouble with the substitution program is that it is proposing security of supply, but if we go to gas, and oil hits \$80 a barrel and gas is pinned at 85 per cent of that, or even 65 per cent, there is no security there of price. Therefore, I think rather than convert to gas immediately, we would be far better off to retro-fit oil furnaces so that they were working efficiently, and go for the big insulation program.

You know, CHIP is not a bad program; even though it was a disaster for the first couple of years, it is now doing better. The government is proposing more money for CHIP, but they could do a lot more in CHIP and the furnace retro-fit program. The building code could include provisions, as I already mentioned, for south facing windows. Industrial conservation programs, encouraging co-generation, all those are going to get us off the energy growth curve to the point where, by the year 2000, we could be consuming six quads instead of eight quads of energy. Then we would be in a position where, because we were consuming such a small amount of energy, we would not be so concerned about price.

**Mr. Rose:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. McCauley.

[Translation]

de cette politique sur les produits canadiens, parce qu'il s'agit d'une situation d'ensemble et . . .

**M. Rose:** Monsieur le président, je ne puis laisser les choses se passer ainsi. Voulez-vous que l'on pratique les prix de l'OPEP?

**M. Passmore:** Non, j'ai dit que nous ne devrions pas être tenus . . .

**M. Rose:** Vous êtes contre une politique de promotion des produits canadiens?

**M. Passmore:** Il s'agit là du dada du N.P.D. mais . . .

**M. Rose:** Écoutez, je ne vous ai pas accusé de faire du favoritisme sur le plan politique. La politique n'a rien à faire à la Chambre des communes.

**M. Passmore:** Très bien. Je n'aurais rien contre une politique de promotion des produits canadiens si elle était réaliste, mais je ne pense pas qu'il soit actuellement réaliste de payer le litre d'essence 28 ou 30 cents. J'ai déjà dit que je n'étais pas certain qu'une augmentation des prix dissuaderait les automobilistes à prendre le volant mais, comme Gary Gurbin l'a fait remarquer, peut-être cela inciterait-il les gens à acheter des voitures dotées de moteurs à quatre cylindres plutôt que des voitures dotées de moteurs à huit cylindres. Je ne sais pas si j'ai vraiment répondu à votre question.

**M. Rose:** L'essence à \$4 le gallon ne constitue pas nécessairement une limitation. Ce n'est pas là que le bât blessera. Si l'essence coûtait \$8 ou \$12 le gallon, cela défavoriserait les plus démunis.

**M. Passmore:** Le programme de remplacement vise à assurer la sécurité des approvisionnements; cependant, supposons que nous utilisions le gaz et que son prix soit fixé à 85 ou à 65 p. 100 de celui du pétrole. Si le pétrole atteint \$80 le baril, où voyez-vous la sécurité en matière de prix? Par conséquent, au lieu de tout convertir au gaz immédiatement, j'estime qu'il serait préférable d'améliorer le rendement des chaudières à mazout et de lancer un important programme d'isolation thermique.

Le programme d'isolation thermique de la SCHL n'est pas mauvais du tout, même si les premières années ont été un désastre. Les choses s'améliorent maintenant. Le gouvernement propose d'accroître les subventions au titre de ce programme, mais il pourrait faire encore plus et aussi lancer un programme d'amélioration de l'efficacité des chaudières. On pourrait ajouter au code de la construction des dispositions comme celles auxquelles j'ai fait allusion à propos des fenêtres sur les façades sud. Avec les programmes d'économie d'énergie dans l'industrie, en encourageant le recyclage de la chaleur résiduaire, il serait possible d'infléchir la courbe de croissance de la consommation d'énergie de sorte que d'ici l'an 2000, nous ne consommerions que  $6 \times 10^{15}$  B.T.U. au lieu de  $8 \times 10^{15}$  B.T.U. Ainsi, du fait de cette réduction de la consommation d'énergie, nous serions moins préoccupés par la question des prix.

**M. Rose:** Je vous remercie.

**Le président:** Monsieur McCauley, vous avez la parole.



## [Texte]

**Mr. McCauley:** Very quickly, Mr. Passmore, on page 7 of your brief you state that Ontario has the most wasted energy in the world. Can you explain that in 25 words or less?

**Mr. Passmore:** I think it is known that Canada consumes the most energy per capital of any nation in the world. I do not know how many BTUs per capita we consume, but on an annual basis, we consume more than any other nation. Within Canada, Ontario is the biggest consumer. Sweden, as I mentioned already in my brief, consumes 50 per cent less energy per capita than we do. Denmark is . . .

**Mr. McCauley:** I find that difficult to believe.

**Mr. Passmore:** Well it is not. I mean, it might be difficult to believe, but it is true. The way in which you do that sort of thing is, for example, to legislate minimum standards of insulation and triple-paned glass. If a contractor comes along who wants to build a new building, why does he bother to build according to government stipulations? Well, because if he does not, he does not get any government loans, and all buildings in Sweden are eligible for government assistance for building, so they meet the standards. There is district heating in Sweden.

• 1105

They have a much better building code than we do. I unfortunately did not bring the drawing with me but it basically shows IEA countries. You have a whole list of nations. Across here is energy consumption per capital and up here is GNP, and you will find that Canada is over here and the U.S. is not far away. As I say, this is GNP and this is energy consumption per capita, so here we are consuming this much energy per capita. Sweden is about here on this graph with the same GNP, but with half the energy consumption per capita. The U.K. is about here so they do not have as high a GNP, but they do not consume quite as much energy per capita either. This book talks about the U.K. consuming 8 quads in the year 2000 instead of the 8.7 they now consume, which is even more amazing when you realize that in the U.K. they consume already 30 per cent less energy than we do per capita, and they do it through very straightforward housekeeping measures; the sorts of things that I have listed in some of those appendices.

It is not, as I said, a water bucket and outdoor toilet scenario. It is strictly good management. If the Canadian Manufacturers' Association comes to testify, they will tell you about their conservation program. It was started in 1975. The first five-year period ended, they reported, and they had conservation in excess of their own expectations. The next five-year period is from 1980 to 1985, and as I mentioned to you, the one chap here says they have already saved 25 per cent of the energy in their plant and he is demanding a further reduction of 25 per cent. For example, the lights in this room would be far more efficient if they were half as high. If they were hanging from the ceiling a lot lower than they are now,

## [Traduction]

**M. McCauley:** Monsieur Passmore, à la page 7 de votre mémoire vous déclarez que, dans le monde entier, c'est l'Ontario qui a gaspillé le plus l'énergie. Pouvez-vous nous expliquer cela en quelque 25 mots, voire moins?

**M. Passmore:** On sait fort bien que c'est le Canada qui vient en tête de tous les pays du monde pour ce qui est de la consommation d'énergie par habitant. Je ne sais quel est le nombre de BTU que nous consommons par habitant et par an, mais nous en consommons plus que n'importe quel autre pays. Au Canada, c'est l'Ontario qui est le plus gros consommateur. Comme je l'ai signalé dans mon mémoire, la Suède consomme 50 p. 100 moins d'énergie par habitant que nous. Le Danemark . . .

**M. McCauley:** Je trouve cela difficile à croire.

**M. Passmore:** En fait, cela ne l'est pas. Je veux dire que c'est peut-être difficile à croire, mais c'est vrai. Pour ce faire, il faut par exemple adopter des mesures législatives concernant des normes minimum en matière d'isolement, concernant les fenêtres à triple vitres, par exemple. Un entrepreneur veut construire un nouveau bâtiment; pourquoi prend-il le soin de construire en fonction des normes gouvernementales? Parce que, s'il ne le fait pas, il n'obtiendra pas de prêt du gouvernement et, en Suède, le gouvernement est prêt à fournir une aide pour la construction de n'importe quel nouveau bâtiment, et ainsi les entrepreneurs sont incités à respecter les normes établies. Il existe en Suède des systèmes de chauffage collectifs.

Le Code de la construction de ce pays est bien meilleur que le nôtre. Malheureusement, je n'ai pas avec moi la carte vous montrant les pays appartenant à l'AIE. Il y en a toute une liste. D'un côté on voit la consommation d'énergie par habitant et de l'autre le P.N.B.; vous pourrez constater sur cette carte que le Canada et les États-Unis ne sont pas loin l'un de l'autre. Comme je l'ai dit, donc, il y a une relation entre le P.N.B. et la consommation d'énergie par habitant. La Suède se trouve à ce niveau-ci, avec le même P.N.B., mais avec une consommation d'énergie par habitant égale à la moitié de la nôtre. Le Royaume-Uni n'a pas un P.N.B. aussi élevé, mais ce pays ne consomme pas non plus autant d'énergie par habitant que nous. Dans ce document il est dit que le Royaume-Uni consommera  $8 \times 10^{15}$  B.T.U. au lieu de  $8.7 \times 10^{15}$  B.T.U. actuellement; cela est d'autant plus surprenant que le Royaume-Uni consomme déjà 30 p. 100 d'énergie de moins que nous par habitant et ce, grâce à des mesures très simples, des mesures comme celles que j'ai énumérées dans ces annexes.

Comme je l'ai fait remarquer, il ne s'agit pas d'avoir pour tout robinet un seau d'eau, avec les toilettes au fond du jardin. Il s'agit simplement de bons principes de gestion. Si des représentants de l'Association des manufacturiers canadiens comparaissent devant vous, interrogez-les sur leur programme d'économie d'énergie, qui a été lancé en 1975. La première période de cinq ans vient de se terminer et l'Association a fait état d'économies dépassant ses attentes. La prochaine période quinquennale couvrira la période s'étendant de 1980 à 1985 et, comme je l'ai fait remarquer, quelqu'un a déclaré avoir réalisé 25 p. 100 d'économies dans son usine et il prévoit une autre réduction de 25 p. 100 de la consommation d'énergie. Par

[Text]

we would not need nearly the candle power that they offer and you would be consuming less energy.

**The Chairman:** Thank you, Mr. McCauley. Thank you, Mr. Passmore, for a very interesting brief and for answering our questions.

We will have a short recess before we start with the next witness.

• 1108

• 1118

**The Chairman:** Could we have order, please, so we can resume our session.

We have with us from the Economic Council of Canada, on energy economics, Dr. Peter Cornell, Senior Policy Advisor; Dr. Ross Preston, Director, CANDIDE Research Group; Mr. Dennis Paproski, Director, Seventeenth Review—I hope they explain that to me later—Mrs. Bobbi Cain, Research Economist.

Welcome to the committee, ladies and gentlemen.

I believe, Dr. Cornell, you have a short opening statement.

**Dr. Peter Cornell (Senior Policy Advisor, Economic Council of Canada):** Thank you, Mr. Chairman.

Could I start by saying, sir, our Acting Chairman of the Economic Council of Canada regrets he could not be here this week, so he has turned the duty over to me.

It is certainly a pleasure for us to appear before you. I should warn you, I think, we cannot offer too much help to you on the technology or economics of alternative energy forms and uses. But we do have a capacity to lay out some of the consequences of alternative energy price, investment output, revenue distribution scenarios, for the principal economic features of the country. We can do this with the assistance of the council's redesigned CANDIDE Model 2.0 of the Canadian economy.

• 1120

What we are going to do today is simply to illustrate some of the interactions between energy issues and the economy in general, but what we would really like to do is to offer this capacity we have to serve the task force's continuing needs, in particular, to help you to explore the implications of alternative scenarios that you might like to specify to us.

Let me start by saying that econometric models can be very useful, but they also have limitations. The CANDIDE model is an attempt to capture a substantial number of the important relationships in our economy and to calculate the strength of these relationships mainly on the basis of historical experience. The answers generated by the model—these take the form of numerical descriptions of scenarios, simulations and so on—

[Translation]

exemple, les lampes de cette salle seraient beaucoup plus efficaces si elles étaient placées moitié moins haut, si elles pendaient beaucoup plus bas; on pourrait en réduire l'intensité lumineuse, ce qui permettrait de consommer moins d'énergie.

**Le président:** Merci, monsieur McCauley. Merci, monsieur Passmore, pour ce mémoire fort intéressant et nous vous remercions également d'avoir répondu à nos questions.

Nous allons interrompre brièvement la séance avant d'entendre le témoin suivant.

**Le président:** Messieurs, à l'ordre. Nous reprenons la séance.

Nous avons avec nous, du Conseil économique du Canada, pour nous parler des aspects économiques des problèmes énergétiques, M. Peter Cornell, conseiller en politique senior, M. Ross Preston, directeur du groupe de recherche CANDIDE, M. Dennis Paproski, directeur responsable du dix-septième rapport—j'en espère l'explication plus tard—M<sup>me</sup> Bobbi Cain, économiste.

Mesdames et messieurs, bienvenue devant ce comité.

Monsieur Cornell, vous avez une brève déclaration à faire?

**M. Peter Cornell (conseiller en politique senior, Conseil économique du Canada):** Merci, monsieur le président.

Je commencerai par vous dire que notre président suppléant regrette de ne pas pouvoir être présent aujourd'hui. Il m'a chargé de le remplacer.

Je puis vous dire que nous sommes très heureux de venir témoigner devant vous. Je dois cependant vous préciser, dès le départ, que nous ne pourrions probablement pas vous donner beaucoup d'informations sur les aspects technologiques ou économiques des nouvelles sources d'énergie. Par contre, nous pourrions vous donner des informations sur certaines des conséquences des prix des nouvelles sources d'énergie, des possibilités d'investissement, des possibilités de répartition des revenus, etc. Tout ceci, qui pourra être présenté dans le cadre des principales caractéristiques économiques du pays, reflétera les informations que nous donne notre propre modèle de l'économie canadienne, c'est-à-dire le modèle CANDIDE 2.0.

Nous essayons simplement aujourd'hui d'illustrer certaines des relations qui existent entre les questions énergétiques et l'ensemble de l'économie, mais nous voudrions surtout offrir le service à votre groupe de travail pour l'aider en particulier à analyser les conséquences des différentes hypothèses que vous voudriez nous soumettre.

Permettez-moi d'abord de vous dire que les modèles économétriques peuvent être utiles, mais qu'ils ont aussi leurs limites. Le modèle CANDIDE tente de cerner un grand nombre des rapports qui existent au sein de l'économie et de calculer l'importance de ces rapports, en tenant compte surtout de l'expérience passée. Les réponses fournies par le modèle, qui prennent notamment la forme de descriptions numériques



## [Texte]

depend upon the questions posed and upon working assumptions about certain future events, including policy settings.

In addition, of course, the results reflect just how well the model captures the behavioural characteristics of all of the players in the economic system—this is something, by the way, that we check systematically every year. So the results that we get are estimates of future prospects—they are probabilities. Some of them could be calculated; some of them are qualitative and judgmental; but the results that we get are much more than that, too. They are the product of an approach that is highly disciplined and systematic. It is an approach that forces its users to be consistent, to be explicit about both the characteristics of the economic system and the conditions in which it is operating.

Let me illustrate some of these characteristics. If Canadian households spend more on energy, for example, somebody is going to get some additional income. Who? Do the sums add up? The model forces us to keep track of these sums. It also forces us to keep track of the relationships between past, present and future.

If, for example, Canadian governments have larger deficits today, they carry forward larger accumulated debts, and the financing consequences of these for the morrow have to be looked at. Or, on the other hand, if Canadian workers find their real income reduced today by rapid increases in price levels, we will be concerned with the effects of this tomorrow. If we are concerned about the consequences of a further increase in the future of the real price of energy, we want to ask what specific increases in energy prices will produce just what effects on, for example, the consumer price index, the balance of international payments or the fiscal positions of governments.

On top of these characteristics, our model, in its reconstructed form, is easy and cheap to use and it can be made to respond to new enquiries quickly. Moreover, both the underlying assumptions and the ultimate results can be set out in such a way that the layman can easily grasp their significance.

This sounds like an advertising pitch, Mr. Chairman, and in a way, it is. I found myself that I am able now to translate some of the model's results into either English or French. There is a translation problem from time to time, though, I admit.

It is for these reasons that we invite the committee to make further use of our model as your work and specifications develop. You can specify the economic variables that are of most interest to you. You can include the conditions or policy options that you may wish to have investigated. You can ensure that we, or, for that matter, any other modeling team that makes a presentations to you, are explicit about the strengths and weaknesses of the model.

Well, the proof of the pudding is in the eating. To show you how the model may assist in evaluating just how sensitive the economy of the future might be to changes in economic conditions and public policy, we propose to present—and I emphasize this—as a mutual learning exercise, a limited

## [Traduction]

d'hypothèses et de simulation, dépendent des questions posées et des postulats de travail adoptés pour certains événements à venir, par exemple les décisions politiques.

En outre, les résultats dépendent également de la fidélité avec laquelle le modèle reflète le comportement de tous les agents du système économique. Cet aspect, à propos, fait l'objet d'une vérification systématique tous les ans. Les résultats obtenus sont donc des prévisions de l'avenir, des probabilités. Certaines peuvent être calculées, d'autres sont d'ordre qualitatif et subjectif; mais ces résultats sont aussi beaucoup plus. Ils sont le produit d'une méthode très disciplinée et systématique. Cette méthode force ses usagers à la cohérence, et à une description explicite des caractéristiques du système économique et des conditions de son fonctionnement.

Permettez-moi d'illustrer certaines de ces caractéristiques. Si, par exemple, les Canadiens dépensent plus d'énergie, quelqu'un tirera profit de ces revenus supplémentaires. Qui? Ces montants se retrouvent-ils dans les calculs? Le modèle nous force à les retracer. Il nous force également à suivre de près les relations entre le passé, le présent et l'avenir.

Si le gouvernement canadien a des déficits plus considérables, il accumule une dette plus grande et il faut examiner les conséquences financières de cette situation dans l'avenir. Si, au contraire, les travailleurs canadiens voient leur revenu réel décliner par suite de hausse rapide des prix, nous nous intéresserons aux effets de cette situation dans l'avenir. Si nous voulons connaître les conséquences d'une nouvelle hausse des prix réels de l'énergie, nous nous demanderons quelle hausse précise du prix de l'énergie aura un effet particulier sur l'indice des prix à la consommation, la balance internationale des paiements ou la situation fiscale des gouvernements.

Enfin, notre modèle, sous sa forme révisée, est d'usage facile et peu coûteux et permet de répondre rapidement à de nouvelles demandes de renseignements. En outre, tant les hypothèses de base que les résultats finals peuvent être présentés d'une façon facilement compréhensible aux profanes.

J'ai l'air de faire de la réclame, monsieur le président, et c'est un peu vrai. Je suis moi-même capable de traduire certains des résultats du modèle en anglais ou en français. Je reconnais cependant que certains problèmes de traduction se posent parfois.

C'est pour ces raisons que nous invitons votre comité à faire de nouveau appel à notre modèle à mesure que vos travaux avanceront. Vous pouvez nous préciser les variables économiques qui vous intéressent le plus, inclure les conditions ou solutions politiques que vous voudriez analyser. Ainsi, vous pouvez être certains que nous ou tout autre équipe de spécialistes qui vous présentera un exposé vous signaleront les avantages et lacunes du modèle.

C'est à l'usage qu'on connaît la valeur d'une chose. Pour vous montrer comment le modèle peut permettre d'évaluer les effets des conditions économiques changeantes et des politiques de l'État sur l'économie de l'avenir, nous nous proposons de vous présenter pour notre gouverne à tous, je tiens à le dire,



## [Text]

number of scenarios which are themselves, we think, relevant for your work.

We are going to start by developing a reference or base case which we will then use for comparisons with alternatives. The alternatives we will present today involve changing the energy pricing and energy investment scenarios that are set out in the base case. These comparisons then allow us to trace the impact of oil pricing decisions or of the withdrawal of some of the large energy-related investment projects on a variety of economic indicators such as employment, real wages, the consumer price index, the balance of international payments, the federal government deficit or the provincial governments' surplus position, the financing of investment.

I wish that we could say that our simulations pointed to an easy policy fix over the next few years. Unfortunately, they do not. No matter which way we go, Canada seems to face some very hard choices. The council itself has long taken the position that in the interests of both conservation and development, domestic oil prices must, over the medium term, move up to world price levels.

• 1125

We qualify that, of course, by having due regard for oil price increases in the United States. But, as our simulations will show, closing that gap will bring further increases in the consumer price index and, for a time at least, less real growth in the economy. It will affect the fiscal positions of the federal and provincial governments. And the extent and timing of these effects will depend upon the particular oil pricing path that is followed. The model can help you to see the trade-offs that are involved.

To take another example, our simulations show that if some of these large energy-related investment projects now included in our base projections were dropped, there would be a near-term improvement in the country's balance of international payments. But this improvement, it turns out, would be very short lived. Eventually, we would require greater oil imports. Moreover, it would involve both an increase in the federal deficit and, strangely enough, relatively greater use of foreign savings. That is the type of thing, by the way, that often comes out of the models. You might say it is counter-intuitive. It is just not what you would expect. And I think, again, this points to the value of using one of these things.

These examples simply confirm the need to be very precise in setting out the underlying assumptions and the policy changes that you would like to see tested. So, again, I repeat the invitation for you to call upon us to assist in your continuing work. Having said that, I am going to call upon Dr. Preston, the Director of the CANDIDE project team, to make a more detailed presentation to you. I am going to suggest that if you have questions for clarification to ask them as we go along, but I would prefer, if you do not mind, that major

## [Translation]

un nombre limité d'hypothèses que nous considérons pertinentes pour vos travaux.

Tout d'abord, nous élaborerons une hypothèse de base ou de référence que nous comparerons ensuite avec d'autres. Dans ces autres hypothèses, nous avons modifié le prix de l'énergie et les investissements dans le domaine de l'énergie qui sont postulés dans l'hypothèse de base. Ces comparaisons nous permettent ensuite de voir l'effet des décisions relatives aux prix du pétrole ou à l'annulation de certains des grands projets d'investissement dans le domaine de l'énergie sur divers indicateurs économiques, comme l'emploi, les salaires réels, l'indice des prix à la consommation, la balance internationale des paiements, le déficit du gouvernement fédéral ou les excédents des gouvernements provinciaux et le financement de l'investissement.

J'aimerais pouvoir dire que nos simulations nous ont permis d'identifier une solution politique facile pour les années à venir. Malheureusement, ce n'est pas le cas. Quelle que soit la solution adoptée, le Canada devra faire des choix difficiles. Le Conseil lui-même soutient depuis longtemps que, dans l'intérêt tant de l'économie d'énergie que du développement, les prix du pétrole canadien doivent rejoindre à moyen terme le prix mondial.

Il faut également tenir compte, bien entendu, des hausses du prix du pétrole appliquées aux États-Unis. Mais nos hypothèses montrent que la nécessité de combler l'écart entraînera de nouvelles hausses de l'indice des prix à la consommation et, du moins pendant un certain temps, un ralentissement de la croissance réelle de l'économie. La situation fiscale du gouvernement fédéral et des provinces s'en ressentira. La gravité de ces effets et le moment où ils se feront sentir dépendront de la méthode de fixation du prix du pétrole qui sera adoptée. Le modèle nous aide à comprendre quelles sont les variations possibles.

Pour donner un autre exemple, nos simulations montrent que, si certains des grands projets d'investissement dans le domaine de l'énergie postulés dans notre hypothèse étaient abandonnés, la balance internationale des paiements du pays s'en trouverait soulagée à court terme. Mais, cette amélioration serait très éphémère. Nous devrions ensuite accroître nos importations de pétrole. En outre, le déficit fédéral s'accroîtrait et, ce qui est assez étrange, la part des épargnes provenant de l'étranger serait relativement plus grande. Je signale en passant que de tels résultats ne sont pas rares. Ils démontrent notre intuition et nous prennent par surprise. Cela confirme, encore une fois, l'utilité de tels modèles.

Ces exemples montrent simplement qu'il faut être très précis lorsqu'on établit les postulats de base et les changements de politiques dont on veut analyser les conséquences. Je réitère donc mon invitation au comité pour qu'il nous demande notre aide. Ceci dit, M. Preston, le directeur de l'équipe du projet CANDIDE, vous fera maintenant un exposé plus détaillé. Si vous avez des questions ou des précisions à lui demander, vous pouvez le faire à mesure de son exposé, mais si cela ne vous ennuie pas, je vous demanderai de réserver jusqu'à ce qu'il ait

**[Texte]**

questions about options, risks, et cetera, be reserved until after the presentation.

I have to note also that the status of the simulations we will present is that of staff studies of the Economic Council of Canada. They do not necessarily represent the council's views. Those views will appear in the Seventeenth Annual Review this autumn. And that is the reason why Mr. Paproski is here among us.

**The Chairman:** Thank you very much. Dr. Ross Preston.

**Mr. Ross Preston (Director, CANDIDE Research Group, Economic Council of Canada):** What I am going to do is give you a picture of four alternative results of simulations that we have developed using the CANDIDE modelling technique. We are going to show you three oil pricing scenarios and one investment scenario. The way we are going to present these to you is to give you an over-all picture of the environment in which these changes are going to be made. In other words, we are going to show you a base case or base environment. Then we are going to change that environment when it comes to oil pricing with three different ways that that change could come about or we are going to change that environment when it comes to the pattern of investment spending, especially the pattern related to energy investments. And we are going to compare the base case environment when it comes to indicators like consumer price index, unemployment rates, real growth, government deficits, trade balances and savings investment balances to the base case to give you some . . .

**The Chairman:** Doctor, could I interrupt just for one second?

**Mr. Preston:** Yes.

**The Chairman:** Is there a possibility of moving the machine back a little bit so that the figures would come out a little larger?

**An hon. Member:** That is better.

**Mr. Preston:** When we begin to develop a set of analyses that deal with energy pricing, we must begin from an underlying base case. What we have in this slide is just an indication of the various kinds of factors that are contributing to the base case environment that we see in Canada for the period 1980 through 1987. The first line is the industrial production index for OECD. The second line is real growth rate for GNP in the U.S., industrial production in the U.S., CPI in the U.S., unemployment rate in the U.S. and short-term interest rates in the U.S.

• 1130

We also have the crude petroleum price percentage change increases assumptions for world price. This basically sets out the basic environment we are going to use in base-case development for the external environment—gross national expenditure.

To give you a flavour of what to look for in those numbers and how to interpret them, take a look at the GNE line. The potential or the average long-run rate of growth of the U.S. economy runs somewhere between 3 and 4 per cent. In 1980 and 1981 we are expecting negative growth and growth of

**[Traduction]**

terminé les questions plus importantes sur les solutions possibles et les risques.

Je dois aussi rappeler que les simulations qui vous seront expliquées sont le fruit des travaux du personnel du Conseil économique du Canada et ne représentent pas nécessairement l'opinion du Conseil. Celle-ci sera exposée dans la 17<sup>e</sup> revue annuelle cet automne. C'est pourquoi M. Paproski est ici aujourd'hui.

**Le président:** Merci beaucoup. Monsieur Ross Preston.

**M. Ross Preston (directeur, Groupe de recherche CANDIDE, Conseil économique du Canada):** Je vous exposerai les résultats de quatre simulations que nous avons faites en utilisant la technique du modèle CANDIDE. Trois hypothèses tiennent compte du prix du pétrole et la quatrième, des investissements. Nous dresserons un tableau d'ensemble des conditions dans lesquelles ces changements seront effectués. En d'autres termes, nous vous présenterons une hypothèse de base ou un milieu de base. Nous modifierons ensuite ce milieu, du point de vue du prix du pétrole, de trois différentes façons, ou du point de vue des investissements, surtout dans le secteur de l'énergie. Nous comparerons l'hypothèse de base aux moyens d'indicateur comme l'indice des prix à la consommation, le taux de chômage, la croissance réelle, le déficit du gouvernement, la balance commerciale et la balance de l'épargne et des investissements pour vous fournir certains . . .

**Le président:** Mais, monsieur, puis-je vous interrompre un instant?

**M. Preston:** Oui.

**Le président:** Pourriez-vous reculer un peu votre machine pour que les chiffres soient plus gros? Est-ce mieux?

**Une voix:** Oui.

**M. Preston:** Lorsque nous élaborons une série d'analyses relatives à la fixation du prix de l'énergie, nous devons d'abord établir une hypothèse facteurs qui composent cette hypothèse de base du milieu canadien de 1980 à 1987. La première ligne indique l'indice de la production industrielle de l'O.C.D.E. La deuxième fournit le taux de croissance réelle du P.N.B., la production industrielle, l'indice des prix à la consommation, le taux de chômage et les taux d'intérêt à court terme aux États-Unis.

Nous avons aussi les hypothèses concernant le pourcentage d'augmentation du prix du pétrole brut au niveau mondial. Ce sont elles qui vont nous donner le cadre de l'évolution de la dépense intérieure brute.

Pour voir ce que veulent dire ces nombres et pour mieux les interpréter, regardons maintenant la ligne qui concerne la D.I.B. La croissance moyenne à long terme de l'économie américaine tourne aux environs de 3 à 4 p. 100. Pour 1980 et 1981, nous envisageons une croissance négative ou une crois-



*[Text]*

about 1 per cent. That is far below potential. It is certainly going to affect our exports to the U.S.; likewise for OECD. If you take a look at the inflation forecast, consumer price index in the U.S., CPI per cent change: 13.8, 9.9—very high inflation rates. Take a look at the interest rates: very high interest rates. Take a look at the international oil price assumption: 41.3 per cent in 1980, 9 per cent assumed for the remainder of the decade. That is an average increase in the real price of oil of somewhere in the range of 1.5 to 2 per cent.

What this picture of the external environment is telling us is it is going to be very weak in 1980 and 1981 and then it is going to drift back to normal; but not any large cyclical change. These are the basic underlying factors we put in to generate our own environment.

The other set of factors we have to put in to generate our environment is the assumptions associated with energy policy investment and domestic policy when it comes to taxing and spending. What we have listed here for you are the basic projects which deal with oil and gas and which we have factored into this environment from 1980 to 1990. We have Syncrude extended, the oil sands, the Q & M pipeline, the Alaska Highway gas pipeline, Cold Lake, and the east coast gas pipeline. What we have in those dates is the period in which we begin to phase it in, the period in which peak investment activity occurs, and the period in which we phase it out. The Cold Lake phasing comes in the latter part of the decade, other projects come in the middle of the decade, some of the other projects come in the earlier part of the decade. When we show you the investment alternative scenario and compare it with the base case, you will see the impact of stripping out of our base-case projection a lot of these energy investment projects when it comes to things like our balance of payments, the effect on employment, the effect on growth. So it is very important to keep in your mind that basically we have a lot of these energy projects in here and a phasing; because one of the alternatives we are going to present you with is a different set of phasings for all those projects.

The other assumptions worked into this have to do with domestic policy assumptions. The base case has a \$2 per barrel per year increase with existing revenue splits between producing provinces, producers, and the federal government maintained. In other words, in our base case it is the existing legislation, which is about to expire. The reason we put in the existing legislation as it is about to expire is so we can examine alternatives and compare them to the existing path for existing legislation. So what we have in there is the existing legislation for oil pricing.

Tax policy: we have no changes in any kind of tax rate or the size of any tax base throughout this entire period. There are no federal personal tax cuts or increases; there are no corporate tax cuts or increases; there are no sales tax cuts or increases. The oil levy is not in there. It is completely stripped of any change in corporate, personal, sales, for federal, provin-

*[Translation]*

sance d'environ 1 p. 100. Voilà qui est bien inférieur aux chiffres auxquels nous venons de faire allusion. Tout cela aura sans aucun doute une incidence sur nos exportations vers les États-Unis et aussi vers les pays de l'O.C.D.E. Regardons les prévisions en matière d'inflation, l'évolution de l'indice des prix à la consommation aux États-Unis: 13.8, 9.9... des taux d'inflation très élevés. Regardons maintenant les taux d'intérêt: ils sont très élevés. Voyons quelles sont les prévisions pour ce qui est du prix mondial du pétrole: 41.3 p. 100 en 1980, et on prévoit 9 p. 100 pour le reste de la décennie. Il s'agit là d'une augmentation moyenne du prix réel du pétrole de l'ordre de 1.5 à 2 p. 100.

Que veulent dire tous ces facteurs externes? La croissance va être très faible en 1980 et en 1981, puis elle va revenir à la normale; en tout cas, il n'y aura pas de modifications cycliques importantes. Ce sont là les facteurs essentiels qui sous-tendent notre environnement économique.

L'autre ensemble de facteurs concerne les hypothèses en matière de politique énergétique, d'investissements, de politique intérieure, de fiscalité et de dépenses. Nous avons énuméré ici les grands travaux concernant le pétrole et le gaz prévus pour les années 1980 à 1990. Nous avons la poursuite du projet SYNCRUDE, les sables bitumineux, le pipe-line Q & M, le gazoduc de la route de l'Alaska, celui de Cold Lake et celui de la côte est. Ces dates englobent la période de démarrage, la période où les investissements sont les plus forts et la période de fin des travaux. Les travaux de Cold Lake concernent la fin de la décennie en cours, d'autres travaux concernent le milieu de cette décennie et d'autres encore son début. Nous allons vous offrir une comparaison entre les différents scénarios d'investissements et l'hypothèse de base; vous en verrez les incidences sur la balance des paiements, sur l'emploi et sur la croissance de la suppression d'un grand nombre de ces projets d'investissements en matière énergétique de l'hypothèse de base. En conséquence, n'oubliez pas, et cela est très important, que ces projets en matière d'énergie sont nombreux et, par ailleurs, pour tous ces projets, nous allons vous présenter différents calendriers de réalisation.

Les autres hypothèses concernent la politique intérieure. Dans l'hypothèse de base, le baril de pétrole augmente de \$2 par an et nous gardons le partage actuel des revenus entre les provinces productrices et le gouvernement fédéral. Autrement dit, notre hypothèse de base se fonde sur la législation actuellement en vigueur, celle qui est sur le point d'arriver à expiration. Nous avons décidé d'agir ainsi pour étudier les différentes possibilités qui s'offrent à nous et pour les comparer avec ce qui est actuellement en vigueur. Par conséquent, pour ce qui est du prix du pétrole, nous nous fondons ici sur la législation actuelle.

Politiques fiscales: Pour toute cette période, il n'y a aucune modification des taux d'imposition ou de l'assiette fiscale. Il n'y a aucune augmentation ou aucune réduction de l'impôt fédéral sur les particuliers; aucune augmentation ou réduction de l'impôt sur les sociétés; aucune augmentation ou réduction de la taxe de vente. Aucune taxe sur le pétrole n'est prévue ici.



## [Texte]

cial, and local. So the wiggles you will see in the scenarios have been stripped of any impact on changing personal taxes.

Spending policy: we have restrained government spending at 1 per cent per year growth on goods and services. All indexed transfer payments programs were maintained; in other words, the unemployment insurance indexing, the pension indexing—all these legislated indexing factors—have been maintained and worked into the system throughout. So again, it is sort of policy-neutral; no change in existing legislation.

• 1135

The equalization payments and tax point agreements are maintained. We assume that they are renegotiated in 1982 along the lines that we have now.

When it comes to monetary policy, we have a downward trending of growth rates in the 7 to 9 per cent range, which is basically the target range—actually it is 5 to 9 per cent but we have it in as 7 to 9 per cent.

In a sense, the policy environment we try to keep as neutral and as clean from any change in the future that is different from what we currently have now. With that external environment and with this very, very specific kind of policy environment, we run the model out to 1990 or 1987, and we get a picture of the Canadian economy and we call that our base case.

This picture is a picture that we worked out in April of 1980, and you can see what is in that picture. Low growth for 1980, two-tenths of one per cent; 2 per cent in 1981, planing off in the 3 per cent range. CPI in the 10 per cent range through 1980, 1981, and almost 1982. Unemployment rate 7.6, slowly trending down. Our labour force trending down; employment trending down; very poor productivity performance in the 1980-81 period.

Real wage losses: in other words, wages are not growing as fast as prices; so a person's real wage, his real purchasing power, is declining. Nominal wage rates in the range of 10 per cent; savings rates trending down; real investment, as a percentage of GNP, increasing—that is all those energy investment projects. You will see that it is moving from 22.4 to 25.3. Federal deficit, as a percentage of GNP, trending down; but when you see the level numbers, you will see that the nominal values are not trending down.

Provincial surplus trending up—that is the oil rents under the existing agreements: remember this is an existing agreements scenario. Current account balance as a percentage of GNP remaining rather level; energy balance going from plus to minus; non-energy balance going from minus to less minus.

## [Traduction]

Il n'y a aucune modification de l'impôt sur les sociétés, de l'impôt sur les particuliers, des taxes de vente, qu'ils s'agissent, du niveau fédéral, du niveau provincial ou du niveau local.

Politique de dépenses: Nous avons limité à 1 p. 100 par an la croissance des dépenses gouvernementales au titre des biens et des services. Tous les programmes de paiement de transfert, avec indexation, ont été maintenus; autrement dit, l'indexation des prestations d'assurance-chômage, l'indexation des pensions, tous ces coefficients d'indexation ayant fait l'objet de mesures législatives, ont été maintenus et inclus dans l'ensemble du système. Par conséquent, sur le plan politique, tout reste neutre; il n'y a aucune modification à la législation actuellement en vigueur.

Nous avons maintenu les paiements de péréquation et les ententes en matière de points fiscaux. Nous supposons que tout cela sera renégocié en 1982, conformément aux mesures actuellement en vigueur.

Pour ce qui est de la politique monétaire, nous avons prévu une tendance à la baisse des taux de croissance, de l'ordre de 7 à 9 p. 100, ce qui correspond à la fourchette cible—il s'agit en fait de 5 à 9 p. 100—mais nous avons choisi une fourchette de 7 à 9 p. 100.

Pour ce qui est de l'environnement politique, par conséquent, nous avons cherché à éviter toutes différences par rapport au système actuellement en vigueur. Ainsi, avec cet environnement extérieur, et cet environnement politique très particulier, nous avons un modèle jusqu'à 1990, ou 1987, et nous obtenons ainsi une image de l'économie canadienne que nous appelons notre hypothèse de base.

C'est en avril 1981 que nous avons élaboré cette image; voici ce que l'on y prévoit: croissance faible pour 1980, .2 p. 100, 2 p. 100 en 1981, avec la possibilité d'atteindre 3 p. 100. L'I.P.C. est de l'ordre de 10 p. 100 pour 1980, 1981, presque jusqu'en 1982. Le taux de chômage s'établit à 7.6 p. 100, avec une légère tendance à la baisse. Tendance à la baisse également pour la population active et l'emploi; productivité très mauvaise pour la période 1980-1981.

Pertes au niveau des salaires réels: autrement dit, les salaires n'augmentent pas aussi vite que les prix; ainsi le salaire réel des particuliers, leur pouvoir d'achat réel est à la baisse. Les taux d'augmentation des salaires nominaux sont de l'ordre de 10 p. 100; les taux d'épargne sont à la baisse; les investissements réels, calculés en pourcentage du PNB, sont en hausse... il s'agit de tous les projets d'investissements dans le domaine énergétique. Vous voyez que l'on passe de 22.4 à 25.3 p. 100. Le déficit du gouvernement fédéral est à la baisse, il est également calculé en tant que pourcentage du PNB; cependant, regardez les niveaux et vous verrez que les valeurs nominales ne sont pas à la baisse.

Les surplus des provinces sont à la hausse il s'agit des revenus de l'exploitation du pétrole, conformément aux ententes actuellement en vigueur: n'oubliez pas que ce scénario est fondé sur les ententes actuellement en vigueur. Calculée en pourcentage du P.N.B., la balance des comptes courants reste à peu près au même niveau; pour ce qui est du secteur énergétique, on passe du positif au négatif et pour le non énergétique, du négatif au négatif moins marqué.

*[Text]*

So the picture here is one of slow growth, high inflation, poor productivity, a recovery in the Canadian economy that is primarily predicated on the recovery in the United States and OECD—remember those growth rates bubbled up from about one-tenth to about three per cent in 1983, 1984, 1985, 1986, so that is what is pulling us out of this. But in the process of coming out of it, there is a very policy neutral environment; in other words, no changes in energy legislation when it comes to pricing, revenue splits, no tax policy changes, none of that.

Now, what we do, then, is that we take this picture that we have got as a result of working out this solution and we begin to impose on it individual systematic changes in specific kinds of assumptions we have made.

**Mr. Cornell:** Would you stop there for a moment?

**Mr. Preston:** Yes.

**Mr. Cornell:** Mr. Chairman, I wonder if I might just interject something here. Without being unduly flattering to the members of the committee, I know that the first time that I got led through this by Dr. Preston I tended to get left behind a little bit. So I would just like to make sure that if you have any question to ask about terminology or settings or whatever, right now, that you will ask them before he goes on.

**Mr. MacBain:** What is GNE? You have been using GNP but the table shows GNE.

**Mr. Preston:** Gross national expenditure, gross national product: the same thing.

**Mr. MacBain:** Do you interchange them?

**Mr. Preston:** Yes.

**Mr. MacBain:** Why did you use GNE? You normally do not. Like, in your future for the '80s, I do not think you used GNE.

**Mr. Preston:** Yes, we did.

**Mr. MacBain:** Did you? Okay.

**Mr. Preston:** GNE and GNP are, by definition, the same.

**Mr. MacBain:** Okay. Thank you.

**Mr. Corbett:** The combinations here are just phenomenal. Can you tell me just what effect it would have on the entire model if one of those factors were out.

**Mr. Preston:** That is what we are going to do now.

**Mr. Corbett:** Oh, all right.

**Mr. Rose:** No, he does not mean removed. He is going to remove some of them or add some. I think the question had to do with: are you wrong in terms of your base anywhere or your projections.

• 1140

**The Chairman:** Like for the OPEC prices, for instance. How right were you six years ago?

**Mr. Preston:** Awfully wrong.

**An hon. Member:** He is quite honest about it.

**The Chairman:** I think that is what is going through everyone's mind.

*[Translation]*

Nous avons donc pour ce scénario une croissance faible, un taux d'inflation élevé, une mauvaise productivité, une relance de l'économie canadienne fondée avant tout sur la relance aux États-Unis et dans les pays de l'O.C.D.E. n'oubliez pas que les taux de croissance sont montés d'environ .1 à près de 3 p. 100 pour 1983, 1984, 1985, 1986. Pour sa part, l'environnement politique reste neutre, aucune modification en ce qui concerne la législation en matière énergétique, pour ce qui est des prix, du partage des revenus, aucune modification de la politique fiscale, rien de tout cela.

Maintenant que nous avons ce scénario, nous procédons à des modifications systématiques de certaines des hypothèses que nous avons faites.

**M. Cornell:** Voulez-vous bien vous interrompre un instant.

**M. Preston:** Oui.

**M. Cornell:** Monsieur le président, permettez-moi d'intervenir. Je ne voudrais pas flatter injustement les membres du comité, mais je dois dire que la première fois que M. Preston nous a expliqué tout cela, je me suis trouvé quelque peu à la traîne. N'hésitez pas à poser les questions qui peuvent vous venir à l'esprit à propos de la terminologie ou de tout ce système; faites-le maintenant, avant qu'il ne poursuive.

**M. MacBain:** Qu'entendez-vous par D.I.B.? Vous parlez de P.N.B., mais sur le tableau on parle de D.I.B.

**M. Preston:** Il s'agit de la dépense intérieure brute, c'est la même chose que le produit national brut.

**M. MacBain:** Ils sont interchangeables?

**M. Preston:** Oui.

**M. MacBain:** Pourquoi avez-vous utilisé la D.I.B.? D'ordinaire, vous ne le faites pas. En ce qui concerne les prévisions pour les années 1980, vous n'avez pas utilisé la D.I.B.

**M. Preston:** Si.

**M. MacBain:** Vraiment? Très bien.

**M. Preston:** Par définition, la D.I.B. est la même chose que la P.N.B.

**M. MacBain:** Très bien. Je vous remercie.

**M. Corbett:** Toutes ces combinaisons sont absolument phénoménales. Que se passerait-il pour tout ce modèle si l'on supprimait l'un de ces facteurs?

**M. Preston:** C'est ce que nous allons faire tout de suite.

**M. Corbett:** Très bien.

**M. Rose:** Non, il ne va pas en enlever. Il va en enlever certains ou en ajouter certains. Ce que l'on voulait savoir, c'est si votre hypothèse ou vos extrapolations étaient fausses d'une façon ou d'une autre.

**Le président:** Comme pour ce qui est des prix de l'OPEP par exemple. Il y a 6 ans, vos prévisions étaient-elles justes?

**M. Preston:** Elles étaient horriblement fausses.

**Une voix:** Il ne manque pas d'honnêteté.

**Le président:** C'est certainement ce que tout le monde pense.



[Texte]

**Mr. Preston:** In terms of how right is the base case, base cases as gadgets or devices which give you level projections are interesting. What is more interesting, though, is to compare a base case with an alternative when you have made a specific change. We redo our base case about once every six months. We can only be as right as the assumptions that we put into the base case. That is why we get very specific about the assumptions—the U.S. outlook, OECD, and that long list of policy assumptions. If we were to have a tax cut legislated in 1982 or do away with indexation, or were to come to an oil-pricing agreement which would take us to world prices immediately, our base case would not reflect that. But we know what is in that base case, and we know how to make changes in it to get an additional assumption that is different from what we had before.

**The Chairman:** In other words, you are gathering the information from the most reliable sources that you know of to help you in your base case.

**Mr. Preston:** That is right.

**The Chairman:** I do not want to interrupt you much longer, but did anybody predict the OPEC prices at all; any government or economic council anywhere, to your knowledge?

**Mr. Preston:** In terms of predicting what happened in 1973 and then what happened in 1979-1980, I do not think any qualified economist or business analyst could have seen the kinds of price increases that came from the OPEC cartel. But that is because it is a cartel.

**The Chairman:** Okay, we will let you continue.

**Mr. Preston:** We have taken the position that as we are not very good at forecasting that, instead of trying to nail that number down we will nail down a range of alternatives and see what the impacts are for Canada.

**Mr. Corbett:** Is it a fair question to ask you what the probability is of your being right?

**Mr. Cornell:** Right about what?

**Mr. Corbett:** Your model being correct.

**Mr. Cornell:** Being correct about what?

**Mr. Corbett:** In its assumptions.

**Mr. Cornell:** I am deliberately trying to pin you down. The model is not trying to say that there is a 95 per cent chance that the OPEC price will be such and such at such and such a date. Again, we stress that we are giving you alternatives. If the OPEC price changes, something will happen to the Consumer Price Index in Canada, to the balance of payments. If you want to ask what the probabilities are that the balance of payments will move in such and such a direction, or that the Consumer Price Index is going to move in some way, We could come closer to that. This thing is conditional, in other words.

[Traduction]

**M. Preston:** L'hypothèse de base est-elle exacte? Les hypothèses de base sont intéressantes en tant que systèmes permettant de faire des prévisions en fonction de différents niveaux. Cependant, ce qui est plus intéressant c'est de comparer l'hypothèse de base à une autre solution possible une fois que l'on a fait une modification précise. Tous les 6 mois, nous refaisons l'hypothèse de base. Il nous faut être très précis en ce qui concerne les hypothèses parce que c'est sur elles que l'on jugera si nous avons raison ou si nous avons tort... Il y a les perspectives pour les États-Unis, pour les pays de l'O.C.D.E., et toute cette longue liste d'hypothèses en matière de politique. Supposons qu'en 1982 le Parlement décide de procéder à des dégrèvements, ou que l'on supprime l'indexation, ou que l'on parvienne à une entente sur le prix du pétrole en vertu de laquelle nous arriverions immédiatement aux prix mondiaux; tout cela ne figurerait pas dans notre hypothèse de base. Cependant, nous connaissons les éléments qu'elle comporte et nous savons comment y apporter des modifications en vue d'obtenir des hypothèses supplémentaires, différentes de celles que nous avions auparavant.

**Le président:** Autrement dit vous réunissez des renseignements à partir des sources les plus fiables possibles en vue d'élaborer une hypothèse de base solide.

**M. Preston:** C'est exact.

**Le président:** Je ne voudrais pas vous interrompre à nouveau, mais pouvez-vous me dire si quelqu'un avait prévu les augmentations des prix du pétrole décidée par l'O.P.E.P.; à un gouvernement ou à un conseiller économique quelconque?

**M. Preston:** Je ne pense pas qu'un économiste ou un observateur financier qualifié ait pu prévoir les augmentations de prix imposées par le cartel de l'O.P.E.P. en 1973 et à nouveau en 1979-1980. Car n'oubliez pas qu'il s'agit bien d'un cartel.

**Le président:** Très bien, je vous prie de continuer.

**M. Preston:** Comme nous ne sommes pas très bons pour ce genre de prévisions, nous avons décidé que, au lieu de prévoir un chiffre, nous prévoirions toute une gamme de possibilités pour analyser les incidences pour le Canada.

**M. Corbett:** Peut-on vous demander dans quelle probabilité vous avez raison?

**M. Cornell:** A propos de quoi?

**M. Corbett:** De votre modèle.

**M. Cornell:** Avoir raison sur quoi?

**M. Corbett:** Sur ces hypothèses.

**M. Cornell:** J'essaie délibérément de savoir jusqu'où vous voulez en venir. Avec ce modèle, nous ne cherchons pas à dire qu'il y a 95 p. 100 de chances que le prix de l'O.P.E.P. soit à tel niveau à telle ou telle date. Nous vous donnons une gamme de possibilités. Si le prix de l'O.P.E.P. change, notre balance des paiements, notre indice des prix à la consommation s'en ressentiront. Vous voulez me demander quelles sont les probabilités pour que la balance des paiements aillent dans telle ou telle direction ou pour que l'indice des prix à la consommation évolue dans tel ou tel sens. Tout cela est du domaine du conditionnel.



[Text]

**Mr. Corbett:** You can take any one of these figures, the unemployment rate or the growth in the real GNE or any one of them, and what is the probability of those figures being correct?

**Mr. Preston:** The probability of the short run being correct within a range of, let us say, five-tenths of 1 per cent growth, that is, instead of having two-tenths it might be six-tenths or it might be minus three-tenths, I think is pretty high. The probability of our getting that long-run potential path correct I think is pretty high.

**Mr. Corbett:** It probably was not a fair question.

**Mr. Cornell:** It is a perfectly fair question, as a matter of fact.

**Mr. Preston:** This is a highly conditional exercise where you have to continuously assess what we call the initial conditions, and the initial conditions for this exercise is this base case projection and all the assumptions that went into it. You have to be constantly peering at it to gain some insights into whether you are right or wrong, and we spend a great deal of time just doing that; assessing the initial conditions, the assumptions and the impact that those assumptions have on the path.

Let me give you an indication of how we use a base case with one or two small changes in one of the basic assumptions in the system to find out what the response of the Canadian economy is to that change without having to implement that policy. We have here various kinds of price indicators that appear in the model.

• 1145

The first one is the international price of crude petroleum; that is in dollars per barrel. In all our scenarios we have assumed the same international price, at 41 per cent growth and at 9 per cent growth. It moves from somewhere around \$29 to \$59 under those assumptions.

We have the domestic price of crude petroleum and this is basically a Toronto city gate price concept. That concept differs depending upon the pricing assumptions that we put in. Notice, that in the base case, the Toronto city gate price goes up by \$2 per barrel. In what we call the \$4 per barrel per year case, it goes up by \$4 per barrel. The differences here is \$4. and there \$2. this case and this case are what we call blended price cases or made-in-Canada prices . . .

**The Chairman:** It is on page 18, in case some of the members are having difficulty following . . .

**Mr. Preston:** I am sorry.

This price forecast is the same as that, so what we are going to ask the model to do, is give us some insights into what different pricing paths assumptions for Toronto city gate price have on things like unemployment rates, CPI, growth rates, employment, trade flows, by putting the pricing changes in the system and then letting the system figure out what those changes mean.

[Translation]

**M. Corbett:** Prenons n'importe lequel de ces chiffres, le taux de chômage ou le taux de croissance réel de la D.I.B., par exemple. Quelles sont les probabilités pour que ces chiffres soient exacts?

**M. Preston:** A court terme, la probabilité pour que ces chiffres soient corrects est élevée, disons qu'il y a une marge de 0.5 p. 100 en ce qui concerne la croissance, c'est-à-dire qu'au lieu de 0.2, on peut avoir 0.6 ou moins -0.3. Pour ce qui est des orientations potentielles à long terme, j'estime que les probabilités pour que nos prévisions soient correctes sont également assez élevées.

**M. Corbett:** Cette question n'était probablement pas très juste.

**M. Cornell:** Si, en fait, elle est tout à fait juste.

**M. Preston:** Pour ce genre d'exercices, nous ne faisons que parler au conditionnel, nous analysons sans cesse ce que nous appelons les conditions initiales et, dans le cas qui nous intéresse, les conditions initiales sont cette hypothèse de base et toutes les hypothèses qu'elle contient. Il faut constamment surveiller l'évolution pour savoir si l'on a raison ou tort et nous passons beaucoup de temps à cela; il s'agit d'analyser les conditions initiales, les hypothèses et les incidences de ces hypothèses sur les orientations.

Je vais vous montrer comment nous appliquons quelques modifications à l'hypothèse de base pour savoir quelles seront les réactions de l'économie canadienne, et ce sans avoir à appliquer la politique qui serait à l'origine des modifications en question. Notre modèle contient différents indicateurs en matière de prix.

Le premier est le prix international du pétrole brut, en dollar le baril. Dans tous nos scénarios, nous avons pris comme hypothèse le même prix international, à une croissance de 41 p. 100 et de 9 p. 100. Il varie donc entre \$29 et \$59.

Nous avons également le prix national du pétrole brut, c'est-à-dire livré à Toronto. Ce prix est différent selon les hypothèses de prix international que nous avons adoptées. Remarquez cependant que, dans l'hypothèse de base, le prix à Toronto augmente de \$2 le baril. Dans le cas de l'hypothèse de \$4, il augmente de \$4 par baril par an. La différence est donc de \$4 et de \$2. Les deux hypothèses présentées ici sont ce que nous appelons le prix combiné ou le prix canadien . . .

**Le président:** Au cas où certains d'entre vous auraient des difficultés à suivre, cela se trouve à la page 18.

**M. Preston:** Veuillez m'excuser.

Sur la base de ces prévisions de prix, nous demandons au modèle de nous fournir certaines indications sur les conséquences qu'a le prix du pétrole livré à Toronto sur des facteurs comme le taux de chômage, l'indice des prix à la consommation, les taux de croissance, l'emploi, les échanges commerciaux, etc. On inclut donc les modifications de prix dans le système, et on laisse ce dernier calculer les changements pour tous ces facteurs.

[Texte]

**Mr. Gurbin:** Would you run that by me one more time please? I am sorry to hold you up, but I do not understand what you are talking about.

**Mr. Preston:** All right, in the base case projection we have assumed that the prices go up by \$2 per barrel. In this \$4 case, we have assumed that the prices go up by \$4 a barrel, from \$22.02 to \$26.02. In the low gas and high gas blended price case, we assume that prices are blended in such a way that federal revenue contribution to the subsidy is phased out by 1984. In other words, that is a blended price path, which will phase out the contribution the feds make to the subsidy by 1984.

**Mr. Gurbin:** Okay.

**Mr. Preston:** The "no large project" has the same oil-pricing assumption as the base case, so we have three different oil pricing alternatives.

Here is the wellhead price. The difference between the base case price and the wellhead price here is just transportation cost; that is all it is. The difference between the \$4 per barrel and this \$4 per barrel price here is again just transportation costs, but the difference between the blended price Toronto city gate price and the wellhead price, is basically what the producers do not get, which goes to compensate the blending fund to help pay the subsidy out.

We also have here domestic price for natural gas, the difference between high and low gas is here, the base cases are here.

**Mr. Rose:** Is there a relationship between the . . .

**Mr. Preston:** Yes in the base case it is 85 per cent of the btu equivalent.

**Mr. Rose:** So there is no change. So, in each of these cases there are the three variables and that is all we are looking at?

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Rose:** Every model is constant?

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Rose:** These variables only?

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Rose:** Okay.

**Mr. Preston:** We are going to give the model a new set of energy prices domestic at the wellhead and we are going to ask us to tell us what CPI's come out, and other things.

I have put down here what happens to the consumer price index as a result of really just changing the domestic pricing assumptions on energy. Base case remember in that other document, we had 10.2, 10.3, 9.7, \$4 is 11.1, 11.5, 10.8, notice the difference between the CPI: it is one percentage point, so what does that mean. The rule of thumb is that for every dollar you increase the wellhead price of crude petroleum in Canada, it will add .5 per cent to the inflation rate so if your underlying rate of inflation is 10 per cent and you come to an energy pricing agreement which raises it from \$2 to \$4, you

[Traduction]

**M. Gurbin:** Pourriez-vous me répéter tout cela une fois, s'il vous plaît? Je regrette de vous faire prendre du retard, mais je ne comprends pas ce dont vous parlez.

**M. Preston:** Très bien. Dans l'hypothèse de base, nous avons supposé que le prix augmente de \$2 le baril. Dans l'hypothèse de \$4, nous avons supposé qu'il augmente de \$4 le baril, c'est-à-dire qu'il passe de \$22.02 à \$26.02. Dans l'hypothèse du prix combiné de l'essence, minimum et maximum, nous supposons que les prix sont combinés de manière à ce que les subventions fédérales puissent être éliminées en 1984. En d'autres termes, il s'agit d'un scénario basé sur un prix combiné qui aboutira à la suppression des subventions fédérales en 1984.

**M. Gurbin:** Très bien.

**M. Preston:** En ce qui concerne l'hypothèse reposant sur l'absence de grands projets, nous avons les mêmes hypothèses de prix que dans l'hypothèse de base. Nous avons donc en tout trois options différentes pour le prix du pétrole.

Vous avez ici le prix à la tête du puits. La différence entre le prix de l'hypothèse de base et le prix à la tête du puits représente uniquement le coût du transport. La différence entre les \$4 par baril ici et les \$4 par baril là, reflète encore une fois, uniquement les coûts de transport. Par contre, la différence entre le prix combiné à Toronto et le prix à la tête du puits représente essentiellement ce que les producteurs n'obtiennent pas, c'est-à-dire les sommes compensatrices qui aideront à éliminer les subventions.

Nous avons ici le prix national pour le gaz naturel. La différence entre le minimum et le maximum est ici, et les hypothèses de base sont ici.

**M. Rose:** Y a-t-il un lien entre eux . . .

**M. Preston:** Oui, dans l'hypothèse de base, c'est 85 p. 100 de l'équivalent en B.T.U.

**M. Rose:** Il n'y a donc pas de changement. Donc, dans chaque cas, il y a uniquement trois variables?

**M. Preston:** C'est exact.

**M. Rose:** Tous les autres éléments sont constants?

**M. Preston:** C'est cela.

**M. Rose:** Il n'y a donc que ces variables.

**M. Preston:** Oui.

**M. Rose:** Très bien.

**M. Preston:** Nous allons maintenant donner au modèle une nouvelle série de prix nationaux de l'énergie, à la tête du puits, et nous allons lui demander de nous dire ce que sera l'indice des prix à la consommation, entre autres facteurs.

J'ai indiqué ici ce que devient la liste des prix à la consommation si l'on se contente de changer les hypothèses de prix national de l'énergie. Souvenez-vous que dans l'hypothèse de base, avec l'autre document, nous avions 10,2, 10,3, 9,7; à \$4, nous avons 11,1, 11,5, et 10,8. Vous constatez donc que la différence pour l'indice des prix à la consommation est de 1 p. 100. La règle de base étant que chaque augmentation de \$1 du prix du pétrole brut à la tête du puits entraîne une augmentation de 0,5 p. 100 du taux d'inflation, on peut considérer, sur la base d'un taux d'inflation de 10 p. 100 au départ, qu'un accord



[Text]

have injected 1 per cent inflation into the Canadian economy as a result of that decision.

**Mr. Rose:** What price is that; that is Option A, petroleum price increase of \$4 a barrel.

• 1150

**Mr. Preston:** This is the base case where we had 10 per cent.

**Mr. Rose:** Right.

**Mr. Preston:** First option, \$4 per barrel. We get 11.1, 11.5. The difference here is running around 1 per cent. The second option, we get 10.5 and 11. The difference here is a little less than 1 per cent. If you ask why it is, it is because the blended price is lower than the straight \$4 price, but the reason why the blended price is lower than the \$4 price is that we have assumed the phasing to go through 1984. If we phased it quicker, the blended price would be higher and the impact on CPI would be the same. So you can argue that blended pricing is going to have a different impact on CPI than straight just upping it by \$4—you cannot argue that—because we could develop a blended price which could give the identical impact on CPI.

**Mr. Rose:** It depends on the phase-in period?

**Mr. Preston:** That is right, how fast you phase it out. All right?

In terms of high gas, low gas, the patterns are a little different, but most of this high gas, low gas has to do with the export price and some of the domestic pricing, right?

**Mrs. Bobbi Cain (Research Economist, Economic Council of Canada):** And in the low gas, the price of gas is tied with the wellhead price, the movements in the wellhead price, whereas in the high, it is tied to the blended price, the price at Toronto.

**Mr. Preston:** Right. So in terms of what does this table tell us, what is the one message from all these numbers on this table, there is basically message one and message two. That is, you can figure out a blended price scheme which phases to produce a \$4 a barrel increase, and the impact on CPI, whether it is blended or just a straight increase, boils down to a short-run rule of thumb that every dollar means half a point on the CPI, which means you cannot go out and increase oil prices by \$4 and then wonder why next year inflation is 2 per cent higher in Canada than you thought it was going to be, because that decision to increase oil prices is a decision to inject inflation right into the CPI. That is the first message.

**Mr. Gurbin:** That is a short-term analysis.

**Mr. Preston:** It is a short-term analysis. In the long run, the impact narrows because the higher oil prices depress growth, increase unemployment rates, and there is a little less pressure on labour markets, which puts less pressure on prices. You have a little bit of feedback in the long run.

**Mr. Gurbin:** Depending also on what happens to that increase of \$4, the dedication of that money.

[Translation]

du prix de l'énergie qu'il augmente de \$2 à \$4 représente une augmentation du taux d'inflation de 1 p. 100 pour l'économie canadienne.

**M. Rose:** De quel prix s'agit-il? S'agit-il de l'option A, c'est-à-dire d'une augmentation du prix du pétrole de \$4 le baril?

**M. Preston:** Dans l'hypothèse de base, nous avons 10 p. 100.

**M. Rose:** Très bien.

**M. Preston:** Première possibilité, \$4 le baril. Cela donne 11,1, 11,5. L'écart est d'environ 1 p. 100. Avec la deuxième possibilité, nous obtenons 10,5 et 11. L'écart est d'un peu moins de 1 p. 100. Si vous me demandez pourquoi, c'est parce que le prix mixte est inférieur au prix de \$4, mais si le prix mixte est inférieur au prix de \$4, c'est parce que nous avons supposé que l'application de ce prix s'étalerait jusqu'en 1984. S'il était appliqué avant, le prix mixte serait plus élevé et l'effet sur l'indice des prix à la consommation serait le même. On peut donc soutenir que l'application du prix mixte aura un effet différent sur l'indice des prix à la consommation, puis une majoration pure et simple du prix à \$4, mais par contre, nous pourrions appliquer le prix mixte de façon à obtenir le même effet sur l'indice des prix à la consommation.

**M. Rose:** Cela dépend du délai d'application?

**M. Preston:** Exactement, de la rapidité avec laquelle ce prix est appliqué. C'est d'accord?

Les résultats obtenus selon le prix élevé ou peu élevé du gaz sont un peu différents, mais cela est surtout lié au prix d'exportation et en partie au prix national, n'est-ce pas?

**Mme Bobbi Cain (économiste, Conseil économique du Canada):** Dans le cas du prix peu élevé du gaz, le prix est lié au prix à la tête du puits, à l'évolution de ce prix, tandis que le prix élevé est lié au prix mixte, le prix à Toronto.

**M. Preston:** C'est juste. Que peut-on conclure de ces chiffres? Deux choses. Si on établit un prix mixte qui entraîne une majoration totale de \$4 le baril, l'indice des prix à la consommation, que la majoration soit graduelle ou immédiate, augmentera d'un demi-point pour chaque dollar. On ne peut donc pas augmenter le prix du pétrole de \$4 et se demander pourquoi l'année suivante le taux d'inflation au Canada est supérieur de 2 p. 100 au taux prévu, car lorsqu'on décide de majorer le prix du pétrole, on décide d'accroître l'inflation directement dans l'indice des prix à la consommation. Voilà la première conclusion.

**M. Gurbin:** C'est une analyse à court terme.

**M. Preston:** Oui. A long terme, l'effet est moindre, car la hausse du prix du pétrole ralentit la croissance, relève le taux de chômage et réduit légèrement la pression exercée sur le marché de la main-d'œuvre, et donc sur les prix. A long terme, l'effet devient un peu plus positif.

**M. Gurbin:** Cela dépend aussi de ce qu'on fait de ces \$4 supplémentaires, de cet argent.



[Texte]

**Mr. Preston:** Well, yes. If that is recycled quickly, you might have less of an output effect.

**Mr. Gurbin:** And less of a dependency on foreign oil if you are dedicating it to energy projects. Is that not the whole discussion?

**Mr. Preston:** Say it again?

**Mr. Gurbin:** And if you take that price increase and dedicate it to energy projects...

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Gurbin:** ... which means that you are insulated from the international prices. Do you not then give yourself a buffer against that percentage?

**Mr. Preston:** The question of what we do with the rent or the increment is a question which we examine in terms of the blended versus the straight \$4 case. I do not think you should try to read more into these results than you see. On simple terms, the message that the model gives us is that oil pricing policy affects the CPI with a sort of short-run iron rule of \$1 means half a point.

**Mr. Gurbin:** Short term?

**Mr. Preston:** Short term.

Now let me move on to what we might call over-all indicators. I have the same graph here but I have growth in GNE, which is the measure of the goods and services produced.

**An hon. Member:** May we have the table, please?

**Mr. Preston:** I am sorry. Table 5, page 17.

What I have is GNE, unemployment rate, ratio of investment of GNE, real growth and disposable income, indicators that are used to give us some idea about the general health of the personal sector, business sector and so on, the economy in general.

• 1155

Notice what happens to the real income growth under the alternative oil pricing scenarios. Here it is seven-tenths, nine-tenths, one-sixth; 1, 9 and 80. Where we increase those oil prices, we get a drop in the rate of growth of real income. That is in part because we assume the government does not act to insulate those who take a real income loss as a result of paying higher oil prices. We have no compensatory program in the system to do that.

**Mr. Rose:** ... probably up the creek.

**Mr. Preston:** Well, whatever ... okay? Nonetheless, there is a real income loss that seems to occur. The real income loss is a significant one; it is half a point; it is there. That real income loss is just another way of looking at the loss in real output growth. See: income-output—same thing.

There are changes in the unemployment rate that occur, especially in the long run. The higher oil price cases bring about higher unemployment rates. Here we have 6.1, 6.3, 6.1, 6.4. So, it disturbs labour markets and, in general, the pressure is to increase unemployment rates. An oil pricing decision not

[Traduction]

**M. Preston:** Oui. Si cet argent est recyclé rapidement, l'effet sera peut-être moindre.

**M. Gurbin:** En l'affectant à des projets énergétiques, nous réduirons notre dépendance face au pétrole étranger. N'est-ce pas le cœur de la question?

**M. Preston:** Pouvez-vous répéter?

**M. Gurbin:** Si cette majoration du prix sert à financer les projets énergétiques...

**M. Preston:** Vous avez raison.

**M. Gurbin:** ... cela nous isolera des prix internationaux. Ne serons-nous pas ainsi protégés contre ce pourcentage?

**M. Preston:** Nous analysons l'usage de ce revenu ou de cette augmentation lorsque nous comparons les effets du prix mixte à ceux de l'augmentation de \$4. Il ne faut pas faire dire à ces résultats plus qu'ils ne disent. En terme simples, le message que nous livre ce modèle, c'est que le niveau du prix du pétrole influe sur l'indice des prix à la consommation à court terme en le relevant d'un demi-point par chaque dollar d'augmentation.

**M. Gurbin:** A court terme?

**M. Preston:** A court terme.

Je passe maintenant à ce que nous appelons les indicateurs globaux. C'est le tableau, sauf qu'il indique la croissance de la dépense nationale brute, qui mesure les biens et services produits.

**Une voix:** De quel tableau s'agit-il?

**M. Preston:** Excusez-moi. Tableau 5, page 17.

Ce tableau indique la dépense nationale brute, le taux de chômage, la part de la D.N.B. affectée aux investissements, la croissance réelle et le revenu disponible. Ces indicateurs nous permettent de mesurer l'état général du secteur personnel, du secteur commercial et donc de l'économie en général.

Voyez les effets des différentes hypothèses de prix du pétrole sur la croissance du revenu réel. Elle est de 0, 7, 0, 9, 6; 1, 9 et 80. Lorsque nous majorons le prix du pétrole, le taux de croissance du revenu réel diminue. Cela est dû en partie au fait que le gouvernement ne protège pas ceux qui subissent une perte de revenus réels par suite de la hausse du prix du pétrole. Le système ne prévoit aucune indemnisation.

**M. Rose:** ... ils sont sans doute en difficulté.

**M. Preston:** En tout cas, on observe une perte importante de revenus réels d'un demi-point. Cette perte de revenus réels n'est qu'un aspect du ralentissement de la croissance de la production réelle. Le revenu et la production sont la même chose.

Le taux de chômage change, surtout à long terme. Plus le prix du pétrole augmente, plus le taux de chômage augmente. Nous avons ici 6,1, 6,3, 6,1, 6,4. Le marché de la main-d'œuvre s'en ressent et en général le taux de chômage s'accroît. En augmentant le prix du pétrole, non seulement on renforce

*[Text]*

only injects inflation, but it is a decision to raise unemployment rates in the longer run, if you do not compensate for the real income loss.

In terms of the investment projects, these ratios here are basically the same as in the base case, because we have not changed the investment scenario.

**Mr. Rose:** Could I ask for a clarification of that point? I am assuming there is no large project investment, and that is what you have said there . . .

**Mr. Preston:** No. In the base case, we are assuming there is large project investment. In this alternative, we are assuming they are stripped out.

**Mr. Rose:** I see.

**Mr. Preston:** You see what happens to the ratio of the GNE: it falls from 16.7 to 15.5; that is a 1.2 per cent fall. That is a big fall in the percentage of investment devoted to GNP and devoted to the investment. It is a large fall.

**Mr. Rose:** Could you explain for us the impact on inflation and employment of no large project investment?

**Mr. Preston:** Right. In 1982 it is .06 per cent for unemployment rates; in growth it is .04 per cent. It is not that much real income loss because it is not coming from the price side; it is coming from the quantity side of the economy. So in terms of the growth loss, it is almost worth a full point in 1981; it is worth .04 of a point in 1982; it is worth a little here. That is because most of the projects we skipped out were ones in the earlier part, right?

In terms of unemployment, we are talking about .04 per cent here, .06 there, .03 there, .07 there—so you are talking about a picture in here that adds an average of half a point to the unemployment rate if you strip those out. It has a very big impact.

**Mr. Rose:** Would it lower the inflation rate if you stripped them out?

**Mr. Preston:** You remember our inflation rates are tied very closely to these oil pricing decisions. In this period it begins to knock off tenths, two-tenths: 8.5, 8.3, 7.8, 7.6, 6.9, 6.7. Its impact on inflation is not that hard. The factors that are causing that CPI to fall are just the looser labour markets and higher productivity gains as a result of . . .

• 1200

**Mr. Rose:** So, you are suggesting you do not agree with Eric Kierans who said that we had to pump all that money into those large projects up to \$22 billion for the Alaska Highway gas line, that it would use up practically all the investment income that we have and contribute markedly to the inflation rate. And you are saying that . . .

**Mr. Preston:** Our results indicate that the impact that those large projects have on the inflation rate is much less than they might have on employment and real output, and the path for the inflation rate really depends more on the oil pricing decision, \$2 versus foreigners' at \$7. That impacts it directly. The effects on the investment, that the investment would have

*[Translation]*

l'inflation, mais on élève le taux de chômage à long terme, si on ne compense pas la perte de revenus réels.

Du point de vue des projets d'immobilisation, les proportions sont les mêmes que dans l'hypothèse de base, car nous n'avons pas modifié cet élément.

**M. Rose:** Puis-je demander une précision? Il n'y a sans doute pas de grand projet d'immobilisation, et c'est ce que vous avez dit . . .

**M. Preston:** Non. Dans l'hypothèse de base, nous postulons de grands projets d'immobilisation. Dans ce cas-ci, nous supposons qu'ils sont abandonnés.

**M. Rose:** Je comprends.

**M. Preston:** Vous voyez quel effet cela aurait sur la proportion de la dépense nationale brute affectée aux immobilisations: elle passe de 16,7 à 15,5, ce qui représente une baisse de 12 p. 100. C'est une diminution considérable du pourcentage du P.N.B. consacré aux immobilisations.

**M. Rose:** Pouvez-vous nous expliquer quels effets l'abandon des grands projets d'immobilisation aurait sur l'inflation et le chômage?

**M. Preston:** Très bien. En 1982, le taux de chômage s'accroîtrait de 0,06 p. 100, et la croissance diminuerait de 0,04 p. 100. Le revenu réel ne diminuerait pas autant, car il ne dépend pas tellement des prix, mais du volume de l'activité économique. La croissance diminuerait de presque 1 point en 1981, de 0,04 en 1982 et un peu ici. C'est que la plupart des projets abandonnés devraient être mis sur pied au début de la période.

Quant au chômage, il augmenterait de 0,04 p. 100 ici, 0,06 là, 0,03, 0,07 . . . l'abandon de ces projets ajoute donc en moyenne un demi-point au taux de chômage. C'est un effet considérable.

**M. Rose:** Si on abandonne ces projets, le taux d'inflation baissera-t-il?

**M. Preston:** Vous savez que notre taux d'inflation est étroitement lié au prix du pétrole. Pendant la période, le taux diminue de 0,1 ou de 0,2: 8,5, 8,3, 7,8, 7,6, 6,9, 6,7. Cela ne modifie pas beaucoup le taux d'inflation. Ce qui exerce une pression à la baisse sur l'indice des prix à la consommation, c'est simplement l'assainissement du marché du travail et la hausse de la productivité par suite de . . .

**M. Rose:** Vous n'êtes donc pas d'accord avec Eric Kierans, qui recommande d'investir tout cet argent dans de grands projets, comme le gazoduc de la route de l'Alaska, qui coûtera 22 milliards de dollars. Selon vous, cela absorberait tous les revenus de ces immobilisations et contribuerait à accroître le taux d'inflation. Vous dites aussi que . . .

**M. Preston:** Le résultat montre que les effets de ces grands projets sur le taux d'inflation sont beaucoup moins considérables que ceux qu'ils ont sur l'emploi et la production réelle et que le taux d'inflation dépendra beaucoup plus de la majoration que nous déciderons pour le prix du pétrole, \$2 ou le prix étranger de \$7. Dans ce cas, l'effet est direct. Les immobilisa-



## [Texte]

on inflation, would be more indirect through labour markets. The directional change that we are showing here I think is the right direction. It may be biased toward a smaller amount than may occur, but it is the right direction. The model indicates that the effects that large project investment will have are more associated with employment and output effects. In view of the alternative scenario which is a combination of some of these, you will not get the large project investment really going until you get the oil pricing decision made. The oil pricing decision is going to just plant inflation right into the system, so maybe the most appropriate scenario to look at, you see, is the effect that a higher oil pricing decision and a large project investment decision versus a case where you have no large projects and no—and there you are seeing a spread in inflation rates between 9.6 and 10.8, because 9.6, 10.8, 8.3, 9.6, 7.6, 7.8, and that comparison between that line and that line, no large projects at \$2 oil. This is large projects and \$4 oil. And those inflation rates are quite different—10.8, 9.6, so it is 1.2 per cent more, most of it coming from the oil pricing decision.

Now, let me go to government balances because I think they are really quite interesting. This is Table 7, page 19. This is the all-level government balance, meaning federal, provincial, local, municipal and hospital and pensions. This is just the federal deficit. This is just the provincial surplus. Basically, it shows continuation of federal deficit. What are the things contributing to that? A low oil price means high subsidies. That is one of the things. The subsidies really hammer this deficit as you move at a \$2 domestic price and a world price that is moving very fast till the gap increases, the subsidy increases and that deficit is held up. The deficit is also held up as a result of having to finance previous years' deficits. In other words, you have 10 per cent on \$13.8 billion more financing to pay for the next year.

These surpluses increase because of the rents in the base case, the oil royalties. The over-all government deficit is really not that bad, so the first message you get from looking at that table is, boy, we have a problem with fiscal imbalance. In other words, the over-all picture is basically that we are only really spending total, at all levels of government, \$2.4 billion more than we are taking in, but then, when you begin to split it up between federal and provincial, these guys are spending \$13.6 billion more and these guys are collecting \$5.5 billion more and, of course, the pension plans are in surplus when you include the investment income, so you have a problem of imbalance.

• 1205

The next question is, what does the oil pricing decision, or the large project decision, do to that kind of imbalance that we see in the base case? Does it make it worse? Does it make it better? Let us look at the difference between a petroleum price increase of \$4 per barrel federal and provincial. Notice what

## [Traduction]

tions ont des effets plus indirects sur l'inflation, par le biais du marché de la main-d'œuvre. Les orientations suggérées par ces résultats sont à mon avis les bonnes. Elles sont peut-être évaluées à la baisse, mais elles sont justes. Selon notre modèle, l'incidence des grands projets d'immobilisation s'exerce davantage sur l'emploi et la production. Dans l'autre hypothèse, qui combine certains de ces éléments, les grands projets d'immobilisation ne sont pas mis sur pied tant que le prix du pétrole n'est pas fixé. La décision qui sera prise sur le prix du pétrole inscrira l'inflation dans le système. L'hypothèse la plus intéressante est sans doute celle qui prévoit une majoration du prix du pétrole et la mise sur pied de grands projets d'immobilisation plutôt qu'une hypothèse qui prévoit l'abandon de ces projets, auquel cas, on voit que le taux d'inflation passe de 9,6 à 10,8, 9,6, 10,8, 8,3, 9,6, 7,6, 7,8, si on compare cette ligne avec l'autre où on ne prévoit aucun grand projet et où le prix du pétrole augmente de \$2. Ici, de grands projets sont mis sur pied du pétrole monte de \$4. Les taux d'inflation obtenus sont tout à fait différents: 10,8, 9,6, c'est-à-dire 1,2 p. 100 de plus, en grande partie par suite de la majoration du prix du pétrole.

Je passerais maintenant aux balances des comptes gouvernementaux, car ils sont à mon avis très intéressants. Il s'agit du tableau 7 à la page 19. Nous avons ici la balance des comptes de tous les gouvernements, c'est-à-dire le gouvernement fédéral, les gouvernements provinciaux, les gouvernements locaux, municipaux, les hôpitaux et les pensions. Ici, le déficit fédéral. Là, l'excédent des provinces. Dans l'ensemble, le déficit fédéral se maintient. Pourquoi? Lorsque le prix du pétrole est peu élevé, le gouvernement doit verser des subventions considérables. C'est l'un des facteurs. Les subventions nourrissent le déficit quand le prix national augmente de \$2 alors que le prix mondial s'accroît très rapidement, ce qui entraîne un écart croissant, une augmentation des subventions et le maintien du déficit à un niveau élevé. Ce maintien du déficit résulte également de la nécessité de financer les déficits des années précédentes. En d'autres termes, il faut ajouter l'année suivante 10 p. 100 de 13,8 milliards de dollars.

Quant aux excédents, ils s'accroissent grâce aux revenus de l'hypothèse de base provenant des redevances pétrolières. Le déficit global des gouvernements n'est pas si alarmant et on se dit d'abord en regardant ces chiffres: il y a un problème de déséquilibre fiscal. Autrement dit, dans l'ensemble, les gouvernements ne dépensent que 2,4 milliards de dollars de plus qu'ils ne reçoivent, mais lorsqu'on répartit ce déficit entre le gouvernement fédéral et les provinces, le premier a un excédent de dépenses de 13,6 milliards de dollars et les dernières un excédent de revenus de 5,5 milliards de dollars. En outre, bien entendu, les régimes de pension sont excédentaires lorsqu'on englobe les revenus provenant des investissements, il y a donc un déséquilibre.

La question qu'on se pose alors est la suivante: quelle incidence la majoration du prix du pétrole ou la mise sur pied des grands projets a-t-elle sur le déséquilibre que nous constatons dans l'hypothèse de base? Ce déséquilibre en est-il aggravé ou réduit? Voyons quels effets différents une hausse



[Text]

happens: We get an improvement way out here in the federal deficit.

**Mr. Gurbin:** Would that be 10 per cent of the revenue?

**Mr. Preston:** Yes, that is existing revenue splits in terms of the \$4 versus \$2. This provincial surplus improves. Why does this deficit in this case, this \$4 case, improve so much? It is because we get out of paying the subsidies.

**Mr. Rose:** Yes, but is our choice not really whether we want to pay it as a tax through a subsidy or pay it at the pumps? It is not going to help the poor guy in Atlantic Canada any in terms of meeting his own bills, monthly bills. All it does is relieve the federal government of a particular deficit.

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Rose:** It is not helping the poor schnook . . .

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Rose:** . . . who is out there in Halifax.

**Mr. Preston:** Consider the blended pricing cases. The blended pricing cases improve the federal deficit even more. That is because the feds get their hands on a bigger share of the rents under that case.

So the energy pricing question is pretty clear in terms of its effect on CPI and pretty clear in terms of its effect on this distribution. The only problem is that there is not much difference between these three and that; you are only talking about a billion or two. But when you talk about this imbalance, you are talking about tens of billions, accumulated over five or ten years.

**Mr. Rose:** Could I ask you something about the deficit? Is there any difference, in your view, between the money we owe ourselves and the money we owe foreigners?

**Mr. Preston:** I think under an inflationary situation you get shifts in the income distribution which makes money we owe ourselves have an impact in the very long run.

**Mr. Rose:** Positive or negative?

**Mr. Preston:** Pardon?

**Mr. Rose:** We always hear that we are going to make our grandchildren pay, that we are putting our grandchildren in debt.

**Mr. Preston:** We are going to make the owners of assets, creditors, and those who have debts, bigger debtors by twisting this going into debt nationally.

**Mr. Rose:** Yes, but who holds the debt? Who is going to be paid off? Is that not our grandchildren, if we owe it to ourselves?

**Mr. Preston:** But whose grandchildren are they? The grandchildren of the rich or the poor?

**Mr. Rose:** But the distinction I want to make is, is there a difference between a foreign debt and one we owe ourselves?

**Mr. Preston:** A foreign debt involves a real income transfer out of the country, eventually. Okay? A domestic debt involves

[Translation]

de \$4 le baril de pétrole aurait sur la situation du gouvernement fédéral et des provinces. Alors, on voit que le déficit fédéral s'allège.

**M. Gurbin:** Cela représente-t-il 10 p. 100 des recettes?

**M. Preston:** Oui, il s'agit de la répartition actuelle des recettes, selon que la majoration est de \$4 ou de \$2. L'excédent des provinces s'accroît. Pourquoi le déficit diminue-t-il tellement alors que le prix augmente de \$4? C'est parce que nous cessons de verser des subventions.

**M. Rose:** Oui, mais ne devons-nous pas choisir entre payer cette augmentation sous forme d'impôt, par le biais d'une subvention, et la payer directement à la station service? Cela n'aidera pas beaucoup les pauvres gens de la région de l'Atlantique à payer leur facture mensuelle. Cela soulage seulement le gouvernement fédéral de son déficit.

**M. Preston:** C'est juste.

**M. Rose:** Cela n'aide pas . . .

**M. Preston:** Vous avez raison.

**M. Rose:** . . . le pauvre type d'Halifax.

**M. Preston:** Envisageons l'hypothèse du prix mixte. L'application du prix mixte réduit encore davantage le déficit fédéral, car le gouvernement fédéral obtient une plus grande part du revenu.

L'indicateur du prix du pétrole sur l'indice des prix à la consommation et sur la répartition des revenus est donc assez claire. Le seul problème, c'est qu'il n'y a pas beaucoup de différence entre ces trois hypothèses et celle-ci; l'écart n'est que d'un milliard ou deux. Mais dans le cas de ce déséquilibre, il s'agit de dizaines de milliards de dollars s'accumulant pendant une période de 5 à 10 ans.

**M. Rose:** Puis-je poser une question sur le déficit? A votre avis, existe-t-il une différence entre l'argent dont nous sommes redevables à nous-mêmes et l'argent que nous devons à des étrangers?

**M. Preston:** En période d'inflation, la modification de la distribution du revenu fait que la dette intérieure a des effets à très long terme.

**M. Rose:** Positifs ou négatifs?

**M. Preston:** Comment?

**M. Rose:** On nous dit toujours que ce seront nos petits enfants qui payeront, que nous endettons nos petits enfants.

**M. Preston:** En nous endettant chez nous, nous accroîtrons l'actif des créanciers et les dettes des débiteurs.

**M. Rose:** Oui, mais qui détient cette dette? Qui sera remboursé? Ne sont-ce pas nos petits-enfants, si nous sommes nos propres créanciers?

**M. Preston:** Mais de quels petits-enfants s'agit-il? Ceux des riches ou des pauvres?

**M. Rose:** Je veux établir une distinction entre la dette étrangère et la dette intérieure.

**M. Preston:** La dette étrangère comporte un transfert de revenu réel à l'étranger, alors que la dette intérieure entraîne

## [Texte]

a redistribution of real income within the country. If consistently going into debt will eventually distribute real income toward the high end of the income distribution, I do not know whether that is good or bad, but it might do that.

**Mr. Rose:** Because people at the lower end of the income scale are not investors, therefore . . .

**Mr. Preston:** Yes. You have to have a big asset base to start with.

**Mr. Portelance:** When you are talking about provincial surplus, we do not have a picture here of the different provinces, in which province.

**Mr. Preston:** That is right. Most of this surplus is in the west. That is an all oil rent surplus.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, I have a question. If it is not in the right spot, I will wait. You can answer it later. Yesterday, Energy, Mines and Resources—I do not know whether it just slipped out—one of the senior people said that you can play around any way you like with renewable resources but we have the technical know-how to produce all the oil you want from Syncrude, from the heavy oils and the tar sands.

• 1210

There is no need for any pilot plants, no need for any engineering, no need for anything. If you want the oil, it is there and you know how to get it. That is what he said; he is not suggesting that you do it. But, what would be the effect on inflation, unemployment and on our national debt—just those three things—in a general area of a few points either way? What would be the effect if a government policy were made tomorrow? For instance, how much oil are you going to need in 1990? How many plants do you need? When you give me that figure, regardless of where the money came from, do it. There is a policy decision to do it, the money is there, the management systems are in place, the personnel is there, the workmen are there, the steel is there and everything you need. What would be the effect on inflation, unemployment and the national debt in 1990?

**Mr. Preston:** Quickly.

**Mr. MacBain:** Quickly. But if you want to let it go to the end . . .

**Mr. Preston:** Earlier, in Dr. Cornell's remarks, he said that one of the things we wanted to do was work with you to try to articulate particular questions you might want to put forth. If you want us to try to articulate a question like that within the model, it can be done.

**Mr. MacBain:** Yes, I do not want an answer now, but when somebody from Energy, Mines and Resources comes right out, without being asked, and says that if you want all the oil you need to operate this country there is only one way to do it—that is, you appreciate that there are many other options, but the engineering has to be done. Firstly, you have not done the R & D. Then you have to have your pilot plant. He said that

## [Traduction]

une redistribution du revenu réel dans le pays. Si l'accroissement continu de la dette entraîne une distribution du revenu réel au profit des classes favorisées, j'ignore si cela est bon ou mauvais, mais cela est possible.

**M. Rose:** Les personnes qui se trouvent au bas de l'échelle du revenu n'étant pas des investisseurs . . .

**M. Preston:** Oui. Il faut commencer par avoir un actif bien établi.

**M. Portelance:** Lorsque vous parlez de l'excédent des provinces, vous ne donnez pas de ventilation selon les provinces.

**M. Preston:** C'est exact. La plupart de cet excédent est dans l'ouest. Il provient des revenus pétroliers.

**M. MacBain:** Monsieur le président, j'ai une question à poser. Si elle n'est pas à propos, j'attendrai. On pourra y répondre plus tard. Hier, l'un des hauts fonctionnaires de l'Énergie, des Mines et des Ressources a dit . . . j'ignore si c'est par inadvertance . . . qu'on pouvait faire tout ce qu'on voulait avec les ressources renouvelables, mais que nous détenions les connaissances techniques nécessaires pour produire tout le pétrole dont nous avons besoin grâce à Syncrude, au pétrole lourd et aux sables bitumineux.

Il n'est pas nécessaire de construire des centrales témoins, ni de faire des plans d'ingénierie, ni de faire quoi que ce soit d'autre. Si vous voulez ce pétrole, il se trouve là et vous savez comment l'obtenir. C'est ce qu'il a dit, mais il ne vous propose toutefois pas d'agir ainsi. De façon générale, quel serait incidence de ces mesures-là sur l'inflation, le chômage et notre dette nationale . . . pour ne prendre que ces trois domaines . . . si on se déplaçait un peu dans un sens ou dans l'autre? Qu'est-ce qui se passerait si une telle politique gouvernementale était adoptée demain? Par exemple, combien de pétrole nous faudrait-il en 1990? De combien de centrales aurons-nous besoin? Dans vos calculs, ne tenez pas compte de la provenance des fonds. Prenez seulement pour hypothèse qu'une décision a été prise en ce sens, que les fonds sont disponibles, que les systèmes de gestion existent déjà, que le personnel est en place, que les travailleurs sont prêts à se mettre à l'œuvre, que l'acier est disponible et que vous avez tous ce dont vous avez besoin. Quel serait alors l'effet sur l'inflation, le chômage et la dette nationale en 1990?

**M. Preston:** En vitesse?

**M. MacBain:** En vitesse. Toutefois, si vous voulez attendre à la fin . . .

**M. Preston:** M. Cornell disait plus tôt qu'entre autre chose, il voulait travailler avec vous pour tenter de préciser les questions que vous pourriez vouloir poser. Si vous voulez que nous essayons de préciser une question de cette nature dans le cadre du modèle, c'est possible.

**M. MacBain:** Bon. Je ne veux pas avoir une réponse maintenant, mais quand un représentant d'Énergie, Mines et Ressources se présente sans avoir été invité, et nous dit que si nous voulons obtenir le pétrole nécessaire au bon fonctionnement de notre pays, il n'y a qu'une seule façon de l'obtenir . . . vous reconnaissez qu'il y a bien d'autres options, mais il faut bien tracer des devis d'ingénierie. D'abord, vous n'avez fait aucun



*[Text]*

that is out of the question; he said, "We can give you all the oil and gas you need as long as you build the plant."

What I would like to know, Mr. Chairman—and I am not asking that it be done today—and it will obviously take 10 years to do it, is, what will happen in 10 years? He was not suggesting that he could do it tomorrow, you still have to build the plants, you still have to find the money to do it. But I would like to know what, in 1990, would be the effect on, for example, inflation, unemployment and the national debt if the Government of Canada made the decision I gave you. I would like you to use your model, do it in your spare time and give it . . .

**The Chairman:** And give it to us this week.

**Mr. MacBain:** . . . to us in two weeks, when we are on holiday. Work it through your system. Here is a man who is telling us—unless you want to argue, and I am not prepared to argue that he is wrong, because he was not asked, he was not pressured into it—a man who said to us, you are fooling around. He said, "You are telling us why do we not do this, why do we not do that? Why do we not fool around with the tidal waves and all that?" He said, "My God, we are producing oil today, hundreds and hundreds of barrels every day from the tar sands from heavy oil. We know how to do it. We know what the costs are to do it. We know how many barrels a day we can produce with one plant and all you do is multiply the number of plants." I know the multiplied number of plants. It has a tremendous effect on the national debt, and I understand that. But what I am asking is, what would be the over-all effect on those three, plus any other fancy things you want to give to me? Could you tell me in two weeks what it would be, in your best estimate, or could you tell me in a month?

**Mr. Preston:** What we would need to do is, probably, have Bobbi have a half-hour discussion with . . .

**The Chairman:** Our project manager, yes.

**Mr. Preston:** . . . your project manager. We would get a very precise articulated statement of what you wanted and then we would try to go back and work it into the system.

**Mr. MacBain:** For example, there is one thing you do not have to worry about. Energy, Mines and Resources could tell you, in today's dollars, exactly how many you have to invest to get *X* amount of oil down the pipe today. That can be done, he can give you that.

**The Chairman:** Further to what Mr. MacBain said, if I might interject. Yesterday, Mr. MacBain, we were at the CANMET complex at Bell's Corners—and this could be

*[Translation]*

travail de recherche et de développement. Puis, il faut construire une centrale témoin. Il a dit qu'il en était pas question; il a dit «nous pouvons vous donner tout le pétrole et le gaz dont vous avez besoin tant que vous vous chargez de la construction de l'usine».

Je ne demande pas qu'on me donne une réponse maintenant, monsieur le président, puisqu'il faudra sûrement 10 ans pour obtenir le résultat, mais je voudrais savoir ce qui se passera dans 10 ans. Il n'a pas laissé croire qu'on pouvait tout faire cela en un jour, puisqu'il faut quand-même construire les centrales, il faut trouver l'argent nécessaire. Toutefois, j'aimerais bien savoir ce que serait l'incidence d'une telle décision gouvernementale sur l'inflation, le chômage et la dette nationale, en 1990. Je voudrais que vous utilisiez votre modèle pour calculer cette incidence à temps perdu, et puis vous nous communiquerez . . .

**Le président:** Et nous donner tout cela cette semaine.

**M. MacBain:** . . . vos résultats dans deux semaines, alors que nous serons en vacances. Faites ces calculs avec votre modèle. Voici que cet homme nous dit . . . à moins que vous ne vouliez soutenir qu'il a tort, ce que je ne suis pas disposé à faire puisqu'on ne lui a rien demandé et qu'il n'a pas été poussé à nous faire pareilles déclarations . . . Voici donc un homme qui affirme que nous tergiversons. Il a dit «vous nous demandez toujours pourquoi nous ne faisons pas ceci, pourquoi nous ne faisons pas cela? Pourquoi nous ne nous amusons pas avec l'énergie marémotrice, etc?» Il a dit «Mon Dieu, maintenant nous tirons quotidiennement des centaines et des centaines de barils de pétrole des sables bitumineux et de l'huile lourde. Nous savons comment nous y prendre. Nous connaissons les coûts de ces méthodes de production. Nous savons combien de barils par jour nous pouvons produire dans une usine, et il suffit simplement de multiplier le nombre d'usines.» Je sais combien d'usines on veut construire. Cela aura une incidence formidable sur la dette nationale, ce que je comprends bien. Toutefois, je voudrais obtenir votre évaluation de l'effet total de cette décision sur ces trois domaines, en plus d'autres données exotiques que vous pourriez vouloir me communiquer. Pourrez-vous dans deux semaines ou dans un mois me faire une bonne évaluation de ces conséquences?

**M. Preston:** Il serait probablement nécessaire de demander à Bobbi de discuter pendant une bonne demi-heure avec . . .

**Le président:** Oui, avec notre gestionnaire de projets.

**M. Preston:** . . . votre gestionnaire de projets. Nous pourrions déterminer très précisément ce que vous voulez savoir, puis nous pourrions tenter d'obtenir une réponse grâce à notre système.

**M. MacBain:** Par exemple, il y a une chose dont on ne doit pas se préoccuper: le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources pourrait nous dire combien de dollars d'aujourd'hui il faudrait investir pour obtenir une quantité *X* de pétrole et dans les pipe-lines. C'est faisable, le ministère peut vous communiquer ces données.

**Le président:** Permettez-moi de vous interrompre pour ajouter quelque chose aux propos de M. MacBain. Hier, monsieur MacBain, vous étiez au complexe CANMET, à Bell's Cor-



[Texte]

added on to the study. I would ask Mr. Clay to have a discussion with you, our project manager. They claim, if I remember correctly, and any of the members here may wish to correct me if my impressions are wrong, that if the proper study were made, perhaps, instead of going ahead with the Syncrude and tar sands projects, we could, if we had a study that showed the cost from the ground to the tank in Canada of maybe making liquid fluids with coal, it would probably be in that area that we should be developing our technology and production. Now they claim that such a study has never been made; a really intensive study on the full economics from the ground to the tank. I hope that is correct so far, Mr. Clay.

• 1215

Before we go any further, perhaps the committee will ask the Economic Council, because you have invited us to do so in your opening statement, sir, and you have repeated it. We do need some studies on that. Before this committee can make its report to Parliament we will have to come to some conclusions, and if we do not have these figures we will find it rather difficult to make recommendations on what Canada's priorities should be in the renewable energy field. In our mandate it is not only renewable energy but also new technologies on existing ones.

Would it be a tremendous task for the Economic Council of Canada if we gave you a list of renewable energy forms and asked you to give us a price from the ground to the tank sort of a thing?

**Mr. Rose:** Before he answers, could I elaborate just slightly on that, Mr. Chairman?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Rose:** It relates to something Mr. MacBain said, . . . we do not know the true cost. That is what came through to me. That was the basis for the request for a major study to determine the true cost comparisons in the development of a comparable unit of fuel through not just renewable technologies but alternative technologies, some of which may be renewable. That is the point that Dr. Parsons made: that if you took, say, gasoline developed from coal and you got its true cost, and similarly you took away all the subsidies and all the hidden depletion or super-depletion allowances and all that to stand stark naked and reveal the true cost of oil, that the bet was that coal would be competitive, that is, gasoline developed from coal. This is the sort of plea that he was making. Is it in the Economic Council's mandate to do that kind of stuff?

**The Chairman:** You have hit on exactly the impressions that the committee members received. Perhaps we would have to set up a meeting between Mr. Clay and his staff and your people to see if you can come to conclusions that would let you prepare such a study for us. This would be invaluable to the committee, bearing in mind that we must report to Parliament by December 19.

[Traduction]

ners . . . et cela pourrait être ajouté à l'étude. Notre gestionnaire de projets, M. Clay, pourrait avoir un entretien avec vous. Reprenez-moi si j'ai tort, mais si je me souviens bien, ces gens affirment que si des études appropriées étaient menées, si nous faisons le calcul du prix depuis le gisement jusqu'au réservoir pour la transformation chez nous du charbon en combustible liquide, nous aurions probablement orienté nos efforts vers cette technologie et cette production, plutôt que d'adopter la filière *Syncrude* et la filière des sables bitumineux. Ils prétendent qu'on n'a jamais fait une étude véritablement détaillée des aspects économiques de cette exploitation, depuis le gisement jusqu'au réservoir. J'espère ne pas m'être trompé jusqu'à maintenant, monsieur Clay.

Avant d'aller plus loin, le comité pourrait peut-être inviter le Conseil économique à entreprendre une telle étude, puisque vous nous avez invité à le faire dans votre déclaration liminaire, et que vous avez répété votre offre. Nous avons besoin d'études sur cette question. Avant que le comité ne puisse présenter son rapport au Parlement, nous devons en arriver à certaines conclusions, et si nous ne disposons pas de ces chiffres, il nous sera assez difficile de faire des recommandations sur ce que devraient être les priorités du Canada dans le domaine des énergies renouvelables. Notre mandat fait état non seulement des ressources renouvelables, mais également des nouvelles technologies et de celles déjà en place.

Serait-ce trop demander du Conseil économique du Canada si nous donnions une liste des ressources énergétiques renouvelables et si nous vous demandions de faire une évaluation des coûts pour chacune, depuis le gisement jusqu'au réservoir?

**M. Rose:** Avant qu'il ne réponde, permettez-moi de dire quelques mots à ce sujet, monsieur le président.

**Le président:** Oui.

**M. Rose:** M. MacBain disait que nous ne connaissons pas les véritables coûts. C'est ce que j'ai compris. C'est pourquoi on a demandé d'entreprendre une importante étude visant à établir les coûts réels comparatifs pour la production de quantités comparables de combustible, non seulement en utilisant la technologie des ressources renouvelables, mais également d'autres applications technologiques. Voici ce que disait M. Parsons: si on déterminait le véritable coût de l'essence obtenue à partir du charbon, et si on éliminait toutes les subventions ainsi que toutes les déductions pour épuisement et superépuisement, pour savoir exactement où nous en sommes, il y a de bonnes chances que l'essence produite à partir du charbon serait concurrentielle. Voilà ce qu'il a dit. Le mandat du Conseil économique lui permet-il d'entreprendre de telles études?

**Le président:** Vous avez très bien exprimé l'impression que les membres du comité ont tiré de cette réunion. Nous devrions peut-être convoquer une réunion de M. Clay et de son personnel avec vos spécialistes afin de déterminer si vous pouvez en venir à des conclusions vous permettant de préparer une telle étude pour nous. Cela serait très utile au comité, surtout que nous devons présenter un rapport au Parlement d'ici le 19 décembre.

[Text]

**Mr. Cornell:** Mr. Chairman, I think there are two separate questions in here. I think the question Mr. MacBain was putting to us is perhaps within our capacity to answer without too much difficulty. In his case he was specifying, I think, that if we could get the size of the investment required to do something, could we then put that investment through our system, and yes, we could say what will happen to the Consumer Price Index and so on. I can sympathize with the committee members, but I think what is coming out in the other thing is a supply side response. You are talking about the economics of alternative energy forms, and unfortunately no, we really cannot claim to have much expertise or capacity on that side. In this other question yes, I think we can do something.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, I do not want to spoil my idea, and I think that was a side idea. I would like to have all the information asked for by Mark Rose; I think it would be wonderful, but I still would like to know. I still would like the Economic Council of Canada, when you know what the plants cost, to go from there. I agree with him. I could do it myself, but I do not want to take the time to do it.

**The Chairman:** Dr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** My main point was covered but I have an additional point just on that question. I do not know if you want to take the time to do it now or later. Could we discuss maybe at our business meeting as to how we want to ask that question?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Gurbin:** Then we could get off that because I think there are other part in that question that we could deal with.

**Mr. MacBain:** As long as we do not lose it.

**Mr. Gurbin:** The question is good. No, the question should be followed up, in my opinion.

**The Chairman:** Fine.

**Mr. MacBain:** I would agree with that, Mr. Chairman. Sorry to take so much time.

• 1220

**The Chairman:** No, no, that is fine. Okay, we did not want to interrupt you that long, but once we get into these subjects...

**Mr. Gurbin:** Concerning the specific point made just for clarification, you said that we would reduce the subsidy, the federal subsidy that was required—I think you said that—if the price were \$4 a barrel. Can you explain that? What do you mean?

**Mr. Preston:** As the gap between the domestic price and world price narrows, the size of the subsidy declines.

**Mr. Gurbin:** That depends on the quantities involved, though, consumption too, does it not? Does it depend on the relative quantities of each?

[Translation]

**M. Cornell:** Monsieur le président, je crois qu'il y a deux questions en présence. Je pense que nous pourrions répondre sans trop de difficulté à la question de M. MacBain. Il demandait si, une fois connus les investissements nécessaires pour atteindre un objectif, nous pouvions appliquer ces chiffres à notre modèle pour déterminer l'incidence de cet investissement sur l'index des prix à la consommation, etc. Je comprends bien les difficultés des membres du comité, mais dans ce cas-ci, il faut également tenir compte de la réaction de l'offre. Vous parlez des aspects économiques des ressources énergétiques de remplacement, mais malheureusement je sais que nous n'avons ni la compétence, ni les experts voulus. Pour ce qui est de l'autre question, je pense que nous pourrions faire quelque chose.

**M. MacBain:** Monsieur le président, je ne veux pas perdre mon idée, car je la crois bonne. Je voudrais obtenir tous les renseignements demandés par Mark Rose; ce serait merveilleux d'obtenir toutes ces données. Une fois connu le coût de construction d'une usine, je voudrais que le Conseil économique fasse des calculs. Je suis d'accord avec lui, je pourrais effectuer ces calculs moi-même, mais je ne veux pas gaspiller mon temps à les faire.

**Le président:** Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** On a déjà abordé ma question principale, mais j'ai quelque chose à y ajouter, et je ne sais pas si vous voulez prendre le temps maintenant ou plus tard. Lors de notre réunion nous pourrions peut-être discuter de la façon dont nous voulons poser cette question.

**Le président:** Oui.

**M. Gurbin:** Ainsi nous pourrions passer à autre chose, car je crois qu'il y a d'autres éléments de cette question que nous pourrions aborder.

**M. MacBain:** Pour autant que nous n'en perdions pas le fil.

**M. Gurbin:** Que voilà une question intéressante. A mon avis nous devrions procéder ainsi.

**Le président:** Bon.

**M. MacBain:** Je suis d'accord monsieur le président. Je suis désolé de prendre tout ce temps.

**Le président:** Mais non, cela ne fait rien. D'accord, nous ne voulions pas vous couper la parole bien longtemps, mais quand on se lance dans ces questions...

**M. Gurbin:** A propos de ce que vous avez dit, je voudrais des précisions; vous affirmez que nous réduirions les subventions fédérales si le prix était de 4 dollars le baril. Si je ne m'abuse, c'est ce que vous avez dit. Pourriez-vous expliquer? Qu'entendez-vous par là?

**M. Preston:** Au fur et à mesure que l'écart entre le prix national et le prix mondial diminue, le montant des subventions baisse d'autant.

**M. Gurbin:** Cela dépend également des quantités consommées, n'est-ce pas? Cela dépend-t-il de la quantité relative de pétrole de chacune des sources?



## [Texte]

**Mr. Preston:** The quantities in these scenarios vary a bit, but the price is the thing that reduces the subsidy.

**Mr. Gurbin:** Today we are using 20 per cent imports; if, in 1985, we are using 40 per cent imports . . .

**Mr. Preston:** But, you see, the comparison in 1985 is done under the assumption of about the same percentage of imports.

**Mr. Gurbin:** Okay. So this is just another parameter that you would have to change.

**Mr. Preston:** Yes. You will see that where I put the investment scenario in there, because that does have a big impact on the federal deficit. The biggest impact occurs because, if we do not go through with the energy investment projects, we will have to import more, which will raise the percentage of petroleum that is imported, which will have an impact also on the subsidy.

**Mrs. Cain:** Just to clarify one point, the imports are the same in each scenario, imports have increased over the period out towards 1990 because we are importing more than we are now in . . .

**Mr. Preston:** Yes, we can see that in . . .

**Mrs. Cain:** . . . these scenarios.

**Mr. Gurbin:** So the scenarios are increasing that too?

**Mrs. Cain:** We are increasing our imports of petroleum in these scenarios over the decade, yes.

**Mr. Gurbin:** And still the subsidy goes down.

**Mrs. Cain:** Yes, because the gap has narrowed.

**Mr. Preston:** When you change the price, the subsidy goes down.

**Mr. Gurbin:** Yes, but Mr. MacBain's point on that would be, and I think very fairly, what if it is \$100 a barrel in 1985? How do you do that? Because our price goes up \$2 a barrel, why should their price . . .

**Mr. Preston:** That is right. That would be a scenario where we would keep, let us say, the \$2 price or the \$4 price but change the international price. Let us put it this way. With international prices unchanged and higher domestic prices, you get a reduction in the subsidy. With higher international prices but domestic prices unchanged, you get the mirror image of that, an increase in the subsidy.

**Mr. Gurbin:** And with domestic prices increasing \$4 a barrel and international prices increasing by what they probably will, we are still going to have a widening gap on it.

**Mr. Preston:** Besides the subsidy.

**Mr. Gurbin:** Yes.

## [Traduction]

**M. Preston:** Dans ces scénarios, les quantités varient quelque peu, mais c'est la baisse des prix qui permet de réduire les subventions.

**M. Gurbin:** Aujourd'hui, nous importons 20 p. 100 de nos besoins; si en 1985, nous importons 40 p. 100 de notre pétrole . . .

**M. Preston:** Oui, mais vous voyez, l'analyse comparative pour 1985 se fait en supposant la même proportion d'importations.

**M. Gurbin:** D'accord. Ce n'est donc qu'un autre paramètre qu'il faudrait modifier.

**M. Preston:** Oui. Vous le constaterez lorsque j'intégrerai les scénarios d'investissements, puisque cela aura un effet considérable sur le déficit fédéral. L'incidence sera plus forte parce que, si nous ne procédons pas à ces investissements dans des projets énergétiques, nous devrons importer plus de pétrole, ce qui agira également sur les subventions.

**Mme Cain:** Une précision, je vous prie: les niveaux d'importations sont les mêmes dans chaque scénario, c'est-à-dire qu'il y aura une augmentation d'ici 1990, alors que nous devrons importer plus que maintenant . . .

**M. Preston:** Oui, on peut le constater au . . .

**Mme Cain:** . . . dans le cadre de ces scénarios.

**M. Gurbin:** Alors que les scénarios prévoient une augmentation là aussi?

**Mme Cain:** Dans ces scénarios, nous prévoyons une augmentation de nos importations de pétrole au cours de la décennie.

**M. Gurbin:** Il y aurait quand même une diminution des subventions.

**Mme Cain:** Oui, parce que l'écart aura diminué.

**M. Preston:** Lorsque le prix change, les subventions diminuent.

**M. Gurbin:** Oui, mais à cela M. MacBain répondra, à juste titre, «qu'est-ce qui ce passerait si le prix montait à 100 dollars le baril en 1985?» Comment pouvez-vous faire cela? Si notre prix augmente de 2 dollars le baril, pourquoi leur prix devrait-il . . .

**M. Preston:** C'est juste. Il s'agirait là d'un scénario où nous maintiendrions notre augmentation de 2 dollars ou de 4 dollars le baril, mais où le prix international changerait. Voici: si les prix internationaux ne bougent pas et si les prix nationaux ne montent pas, il y aura une diminution des subventions. Si les prix internationaux montent alors que les prix nationaux demeurent les mêmes, le contraire se produira, c'est-à-dire qu'il y aura une augmentation des subventions.

**M. Gurbin:** Si le prix canadien augmente de 4 dollars le baril, et que les prix internationaux augmentent comme on peut le prévoir, il y aura toujours un accroissement de l'écart entre ces deux prix.

**M. Preston:** Nonobstant les subventions.

**M. Gurbin:** Oui.



[Text]

**Mr. Preston:** That is the thing that drags the federal deficit up, the nominal value of the subsidy in dollars increases.

**The Chairman:** I believe John Graham had a question on this particular table.

**Mr. John Graham (Science and Technology Division, Library of Parliament):** I was just wondering why, in your federal deficit column, in the base case projection, by 1990 the federal deficit is falling. That is in the base case. Is that what you were just asked? I am sorry.

**Mr. Gurbin:** That is what I am talking about.

**Mr. Preston:** We have unemployment rates declining, if you remember. On the cost side of things, the transfers associated with maintaining a certain stock of people who are unemployed declined a little bit—in other words, the unemployment compensation benefits, et cetera. So there are some small cost savings, as you move out of the end of the decade, because we are talking about a lower unemployment rate, which means fewer unemployment benefits, which means of reduction in government costs. So part of the reason why the deficit declines a little bit is because you have a stronger economy out there. In our model, as it happens in the economy, if you have a stronger economy with everything else unchanged, it has a general effect of increasing the revenues and reducing the costs of operating the federal government, because the tax bases are higher but the transfer payments are a little lower, primarily the unemployment insurance benefits.

**Mr. Rose:** You are assuming a stable population.

**Mr. Preston:** We are assuming a declining growth rate, which is reflected in projections of birth rates and death rates.

**Mr. Rose:** That is what I am talking about—birth rates. It is stable or declining?

**Mr. Preston:** No, it declines.

**Mr. Rose:** We are declining at a rate of about 100,000 a year if we do not have any immigration, I understand. So, you are increasing the number of employed, or the unemployment rate, because if there are fewer people in the workforce because of a declining population, it looks good and you do not have the payout and you have more taxpayers.

**M. Preston:** Right.

**Mr. Rose:** Or do you have more taxpayers?

• 1225

**Mr. Preston:** Yes, you have more taxpayers.

**The Chairman:** I think Mr. Clay had a question on this point also.

**Mr. Dean Clay (Chief, Science and Technology Division, Library of Parliament):** Yes, it is related to the same point. In

[Translation]

**M. Preston:** C'est cela qui fait grimper le déficit fédéral; il y a un accroissement de la valeur nominale des subventions en dollars.

**Le président:** Je crois que John Graham voulait poser une question au sujet de ce tableau.

**M. John Graham (Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Je voudrais savoir pourquoi dans votre projection de base, vous prévoyez une diminution du déficit fédéral d'ici 1990. Je veux dire le cas de base. Est-ce là ce qu'on vient tout juste de vous demander? Veuillez m'excuser.

**M. Gurbin:** C'est justement de cela que je parle.

**M. Preston:** Rappelez-vous que vous prévoyons également une diminution des taux de chômage. Quant aux coûts, les paiements de transferts entraînés par le maintien d'une certaine part de la population en chômage diminuent quelque peu... Autrement dit, nous versons moins de prestations d'assurance-chômage, etc. Nous réaliserons donc de petites économies vers la fin de la décennie, puisque nous prévoyons une diminution du taux de chômage, ce qui signifie moins de prestations d'assurance-chômage, et donc une réduction des dépenses gouvernementales. Alors si le déficit diminue quelque peu, c'est en partie en raison du raffermissement de l'économie. Dans notre modèle comme dans la réalité économique, si l'économie est plus forte et que tout le reste demeure inchangé cela a pour effet d'augmenter les revenus et de réduire les coûts d'exploitation du gouvernement fédéral, puisque l'assiette fiscale est plus élevée alors que les paiements de transferts sont un peu moins considérables, essentiellement en raison de la diminution des prestations d'assurance-chômage versées.

**M. Rose:** Vous posez l'hypothèse d'une population stable.

**M. Preston:** Nous prévoyons une diminution du taux de croissance démographique, comme nous l'indiquent les taux de naissance et de mortalité.

**M. Rose:** Je parle justement du taux de natalité. Est-il stable ou décline-t-il?

**M. Preston:** Il y a un déclin.

**M. Rose:** Si je ne m'abuse, s'il n'y a pas d'immigration, la population diminuera d'environ 100,000 personnes par année. Alors s'il y a une diminution du taux de chômage, s'il y a moins de personnes au sein de la population active en raison d'une diminution du taux de chômage, tout paraît très bien, il n'est pas nécessaire de verser autant de prestations, et il y a plus de contribuables.

**M. Preston:** C'est juste.

**M. Rose:** Avons-nous vraiment plus de contribuables?

**M. Preston:** Oui, il y a plus de contribuables.

**Le président:** Je crois que M. Clay voulait également poser une question à ce sujet.

**M. Dean Clay (chef, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** En effet. Au tableau

**[Texte]**

table 6, the international price of crude petroleum, the base case exceeds \$70.00 in 1990 and the well-head price in Canada is under \$35.00. So there must be a further assumption in these tables, that the importation of crude oil into Canada is...

**Mr. Preston:** Say that again.

**Mr. Clay:** The international price for crude oil is more than double the Canadian well-head price in the base case, which is a much wider gap than today. So that implies we must be phasing out the import of crude oil in your model.

**Mrs. Cain:** Well, towards the end of the period you start to get some production from the oil sands projects.

**Mr. Clay:** So built into all of this is an oil supply-demand forecast and an import forecast and so on. It would be very interesting to know what your assumptions are in that regard as well.

**Mr. Preston:** Maybe this table will help: table 8, page 20. These are the trade accounts, the current account balance, which is the difference between exports of goods and services and imports of goods and services. We have broken that into what we call the fossil fuel trade balance and the non-fossil fuel trade balance. The sum of the fossil plus the non-fossil adds up to the total. You can see that in the base-case projection the fossil fuel balance goes from positive to negative. This is because of the volume and pricing assumptions we have in the system. Under the large projects scenario, the fossil fuel balance is at about the same level in the earlier part of the decade, but goes to a bigger negative amount in the latter part of the decade, which means if we do not involve ourselves in those energy projects by the end of the decade, the volume imports will be up.

**Mr. Clay:** But I still cannot relate this fossil fuel trade balance to the previous table unless I know how this breaks down according to coal, natural gas, and crude oil, because I still do not know from this what level of crude oil importation you are forecasting.

**Mrs. Cain:** I do not have the figures with me. The level of crude oil importation increases over the period 1983, 1984, and then starts to level out because in the base case and in the three pricing areas additional production comes in from oil sands. In the no large energy project investment, you do not have this additional production from oil sands, because the projects have been taken out; therefore you have increased imports.

**Mr. Rose:** Does not that gas pipeline to the Atlantic Provinces come on stream in that period as well, in the scenario?

**Mr. Preston:** In the base case, it does. In the alternative, it does not.

**[Traduction]**

portant sur le prix international du pétrole brut, vous prévoyez un minimum de \$70 le baril en 1990, et le prix à la tête du puits au Canada est inférieur à \$35. Alors vous devez donc présumer ailleurs dans ce tableau que l'importation de pétrole brut au Canada...

**M. Preston:** Veuillez répéter.

**M. Clay:** Le prix international du pétrole brut est deux fois plus élevé que le prix du pétrole à la tête du puits au Canada, selon votre exposé de base; cet écart est beaucoup plus grand que celui d'aujourd'hui. Votre modèle doit donc poser comme hypothèse que nous importerons de moins en moins de pétrole brut.

**Mme Cain:** Vers la fin de la décennie, nous commencerons à profiter de la production des sables bitumineux.

**M. Clay:** Alors vous avez intégré dans ce modèle des prévisions sur l'offre et la demande, de même que des prévisions d'importation, etc. Il serait très intéressant de connaître vos hypothèses sur ces questions.

**M. Preston:** Ce tableau vous aidera peut-être: il s'agit du tableau 8, à la page 20. On y trouve des données sur le commerce, sur la balance du compte courant, qui illustrent la différence entre les importations et les exportations de biens et de services. Nous avons effectué une ventilation en faisant la distinction entre le commerce des combustibles fossiles et celui des combustibles non fossiles. La somme de ces deux rubriques vous donnent le total. Les projections du cas de base montrent que, pour les combustibles fossiles, la tendance sera négative, cela en raison des hypothèses que nous avons adoptées pour ce qui est du volume de consommation et des prix. Selon le scénario des grands projets d'investissement, la balance commerciale pour les combustibles fossiles serait approximativement au même niveau que pendant la première partie de la décennie, mais vers la fin de cette période, la somme négative est encore plus considérable, ce qui signifie que si nous ne nous lançons pas dans ces grands projets d'investissement énergétique d'ici la fin de la décennie, le volume des importations augmentera.

**M. Clay:** Je ne puis toujours pas concilier cette balance commerciale pour les combustibles fossiles avec le tableau précédent, à moins de connaître la ventilation pour le charbon, le gaz naturel et le pétrole brut, puisque je ne connais toujours pas vos prévisions quant à l'importation de pétrole brut.

**Mme Cain:** Je n'ai pas ces chiffres ici. L'importation de pétrole brut augmente pendant les années 1983, 1984, 1988; puis, on atteint un plateau autant dans le cas type que dans l'établissement des prix pour ces trois ressources, puisque nous tirons une production supplémentaire des sables bitumineux. Dans le scénario où l'on ne prévoit aucun investissement majeur dans des projets énergétiques, on ne peut compter sur cette production supplémentaire tirée des schistes bitumineux, puisque ces projets sont rejetés; conséquemment, il y a augmentation des importations.

**M. Rose:** Dans ce scénario, le gazoduc des provinces Atlantiques n'entrera-t-il pas en service à cette époque?

**M. Preston:** Dans le cas type, cela est vrai. Dans les autres cas, ce ne l'est pas.



[Text]

**Mr. Rose:** I see.

**Mr. Clay:** Would it be possible for us to get the background figures on the energy supply and demand you have used?

**Mrs. Cain:** Yes, certainly.

**Mr. Clay:** Thank you.

**Mrs. Cain:** I might add, by 1990, in the no large energy project, imports are 110 million barrels higher in the year 1990. I can give you that figure.

**The Chairman:** Dr. Preston, I do not know if we have mixed you up enough by now. We have interrupted you so often, I do not know if you know where you were when we . . .

**Mr. Preston:** No, I know where I am. Let me give you one last table and then I am finished.

This is an interesting table because it sheds some light on a lot of things that are indirect effects in these scenarios. What these figures represent is the total dollar volume of investment in these scenarios, in billions of dollars—63.5, 206.9. In any economy, savings has to equal investment.

• 1230

It means as we move out to 1990 we are going to have to find somewhere between \$215 billion and \$206 billion worth of savings to finance that investment. The issue is where will it come from and will the composition of the savings vary depending upon oil pricing and energy investment scenarios themselves.

What these numbers show is the composition of investment and the composition of savings. Here the business sector accounts for 80 per cent in 1979. Primary energy is 22.2 per cent. Other, in the business sector, is 58.3 per cent. Inventory change is 7.2 per cent and the government sector investment is 12.6 per cent.

In our various scenarios, the base case, the petroleum price cases, and the no-large case, notice what happens to the composition of investment. Government as a percentage of total investment activity declines from somewhere around 12 to 9.5. Energy investment increases from 22 to 31. Other declines a little; and of course inventory change is much smaller, sort of a residual item. In the no large project scenario, the big change is in the percentage of investment devoted to energy. Instead of 31 per cent, it is 28 per cent. So you are talking about a variation in the level of investment of between \$220 billion and \$206 billion in current dollars.

The next question is where do all the savings come from to finance all this investment, under the alternative scenarios? Here is a picture of what the composition of savings looks like now. Twenty-eight per cent comes from the personal sector. The government sector accounts for only 2.8 per cent of the savings, although it is making 12.6 per cent of the investment. The big problem here is the federal government is dis-saving at a very large rate, running big deficits, spending more than it is taking in taxes. Therefore, it has to finance itself.

[Translation]

**M. Rose:** Je vois.

**M. Clay:** Pourrions-nous obtenir les chiffres que vous avez utilisés pour établir l'offre et la demande énergétique?

**Mme Cain:** Certainement.

**M. Clay:** Merci.

**Mme Cain:** Je pourrais ajouter qu'en 1990, selon le scénario ne prévoyant aucun grand investissement énergétique, on peut prévoir que nos importations seront supérieures de 10 millions de barils. Je peux vous donner ce chiffre.

**Le président:** Monsieur Preston, je ne sais pas si nous avons réussi à vous confondre suffisamment. Nous vous avons interrompu si souvent; je ne sais pas si vous saviez où vous en étiez rendu quand nous . . .

**M. Preston:** Non, je sais très bien où j'en suis. Permettez-moi de vous présenter le dernier tableau, pour en finir.

Ce tableau est bien intéressant puisqu'il nous éclaire sur de nombreux effets secondaires de ces scénarios. Ces chiffres représentent le volume total d'investissements dans ces scénarios, en milliards de dollars . . . 63.5, 206.9. Dans n'importe quel système économique, l'épargne doit être égale à l'investissement.

Cela veut dire que d'ici 1990, nous devons trouver de 206 à 215 milliards de dollars d'épargne pour financer ces investissements. Il faut se demander d'où viendra cette épargne et si sa répartition variera selon le prix du pétrole et les projets énergétiques mis sur pied.

Ces chiffres indiquent la répartition de l'investissement et de l'épargne. Ici, le secteur commercial compte pour 80 p. 100 en 1979, l'énergie primaire, pour 22.2 p. 100 et les autres du secteur commercial comptent pour 58.3 p. 100. La variation des stocks compte pour 7.2 p. 100 et le secteur public pour 12.6 p. 100 des investissements.

Voyons comment nos diverses hypothèses, l'hypothèse de phase, les hypothèses de prix du pétrole et l'hypothèse de l'abandon des grands projets agissent sur la répartition des investissements. La part du gouvernement dans l'ensemble des investissements passe de 12 à 9.5. Celle du secteur énergétique passe de 22 à 31. Celle des autres baisse un peu et celle de la variation des stocks est beaucoup plus petite, c'est donc un poste résiduel. Lorsqu'aucun grand projet n'est mis sur pied, c'est surtout le pourcentage de l'investissement consacré à l'énergie qui change. Au lieu de 31 p. 100, il est de 28 p. 100. L'investissement global passe donc de 220 milliards de dollars à 206 milliards de dollars d'aujourd'hui.

D'où viendra l'épargne nécessaire pour financer l'investissement selon chacune des hypothèses? Voici un tableau de la répartition actuelle de cette épargne. Vingt-huit pour cent proviennent des comptes d'épargne des particuliers. Le secteur public n'en fournit que 2.8 p. 100, même s'il fait 12.6 p. 100 de l'investissement. La grosse difficulté vient de ce que le gouvernement fédéral dépense beaucoup plus qu'il ne reçoit en impôts, accumule donc d'importants déficits. Par conséquent, il doit financer lui-même son propre déficit.



[Texte]

The business sector provides about 65 per cent of the savings, although they account for 80 per cent of the investment; so they have to go to the market to get some funds.

In our three energy pricing scenarios, depending on what pricing path you assume, notice what happens to the percentage of government-sector savings. It increases from 2.8 to around 7 per cent. That is because the feds eventually stop dis-savings. In other words, their deficit is big, but remember it levelled off and the system grew. So their percentage is down. The business sector of the percentage oscillates around 65 per cent. The personal sector declines. So what we are seeing in most of these scenarios way out there is a switch between the personal and the government sector when it comes to the ability to generate savings.

**Mr. Gurbin:** What do you really mean by savings—cash in the bank?

**Mr. Preston:** Retained earnings, capital consumption allowances, the part of a person's income in a given year which he does not spend on goods or services, the personal savings of an individual in a given year.

**Mr. Gurbin:** It is not investment income or something like that?

**Mr. Preston:** No.

**The Chairman:** It is money he does not need for his daily living, in other words.

**Mr. Preston:** Right. Savings for the personal sector include such things as the equity part of the contribution to a pension plan. They include the increase in your savings account over last year after you have paid all your expenses.

• 1235

In the business sector it is retained earnings and capital consumption allowances. In the government sector it is the difference between income from taxes and spending on goods and services.

So the important thing to look for here is really the comparison of column 5 with something like column 4, because the big difference here is that 10.6 and 2.8, that -0.5 and that -8 per cent, and this 7.1 and that 10.6: that is the message in that piece of paper. What it says is if you do not run the large energy projects, the federal government will end up dis-saving more; running bigger deficits. You will have to pay for that—or not necessarily pay for it, but the additional savings to balance the investment in the system are going to come from the foreign sector. It is up from 7.1 to 10.6. What that is is the additional oil imports which will have to occur in the system as a result of not generating from the investment.

So the message is the tax base will be down so the government dis-saves more. Remember the activity effects of the investment projects. The government dis-saves more. It makes no contribution at all to savings. It is a net user of savings now, although it is still contributing 9.9 per cent to investments. Really it is a net user of savings in a sense. That increase comes primarily because of the large oil import bill. It means the energy investment projects have a tendency to generate

[Traduction]

Le secteur commercial fournit environ 65 p. 100 de l'épargne, même si sa part de l'investissement est de 80 p. 100: il doit donc emprunter une partie de l'argent.

Voyons comment le pourcentage de l'épargne fournie par le secteur public varie selon les trois hypothèses de prix de l'énergie. Ce pourcentage passe de 2.8 à 7 p. 100 parce que le gouvernement fédéral finit par cesser de dépenser plus qu'il ne reçoit. En d'autres termes, son déficit demeure important, mais il se stabilise et la part du secteur privé diminue. La part du secteur commercial est d'environ 65 p. 100. Celle de l'épargne privée baisse. On observe donc dans la plupart de ces hypothèses que le secteur public prend la relève de l'épargne privée dans la création de l'épargne.

**M. Gurbin:** Qu'entendez-vous exactement par épargne, les dépôts bancaires?

**M. Preston:** Les bénéfices non répartis, les provisions pour consommation de capital, la partie du revenu que les particuliers ne dépensent pas pour obtenir des biens ou des services, l'épargne des particuliers.

**M. Gurbin:** Il ne s'agit pas du revenu de placement?

**M. Preston:** Non.

**Le président:** Autrement dit, c'est l'argent dont on n'a pas besoin pour vivre.

**M. Preston:** Exactement. L'épargne du secteur des particuliers comprend notamment les cotisations des employés aux régimes de pensions ainsi que l'augmentation du compte d'épargne comparativement à l'année précédente, une fois toutes les dépenses payées.

Pour le secteur commercial, il s'agit des bénéfices non répartis et des provisions pour consommation de capital. Dans le secteur public, c'est la différence entre les recettes fiscales et les dépenses pour obtenir des biens et des services.

Ce qui importe donc ici, c'est comparer la colonne 5 avec la colonne 4, car la grande différence est entre les 10.6 et les 2.8, le moins 0.5 et les moins 8 p. 100, et les 7.1 et 10.6 p. 100: ce sont les chiffres importants. Cela nous dit que si on ne met pas sur pied de grands projets du secteur énergétique, le gouvernement fédéral dépensera encore davantage et accumulera des déficits encore plus importants. Il faudra payer ces déficits, ou du moins l'épargne supplémentaire qui sera nécessaire pour financer les investissements devra venir de l'étranger. La part du secteur étranger passera de 7.1 à 10.6 p. 100. Cela représente la hausse des importations de pétrole qui devra compenser le manque d'épargne.

L'assiette fiscale se rétrécira, ce qui forcera le gouvernement à dépenser encore plus qu'il ne recevra. Souvenez-vous de l'incidence des projets d'immobilisation sur l'activité économique. Le gouvernement accroît son déficit, il ne fournit aucune part de l'épargne. Au contraire, il absorbe cette épargne, même s'il continue à fournir 9.9 p. 100 des investissements. Mais en un sens, au total, il absorbe de l'épargne. Cette hausse provient surtout du coût des importations de pétrole. Donc, les

[Text]

domestic savings. A higher percentage of the ownership is Canadian.

**Mr. Gurbin:** That is with no change in the royalties?

**Mr. Preston:** No change in the royalties or anything like this.

The message between columns 4 and 5 is that the energy investment projects generate higher income bases, higher tax bases, so governments collect more revenue. They also generate lower oil import bills, so we owe less to foreigners. The way we look at this savings investment balance, if we owe things to foreigners, it is foreign savings. So the energy investment projects which are themselves true domestic projects have a tendency to make the savings investment balance look better for the foreign sector and the government sector.

**Mr. Gurbin:** Why is there such a fantastic difference between federal and provincial at that level?

**Mr. Preston:** This is the difference between revenues and expense at the provincial level.

**Mr. Gurbin:** Go to the last two columns and there we are saying no large investments. Why would the provincial governments not suffer more than the federal government under the current royalty schemes?

**Mrs. Cain:** They will suffer some loss in royalty income because of the reduced domestic production, but they do not suffer as much as the federal government suffers because the loss of the activity base and the increased subsidies impact the federal government more.

**Mr. Preston:** Your activity base collapses. Lost income generated means lost taxes.

**Mr. Gurbin:** It is not a royalty we are talking about here, though? It is general activity?

**Mr. Preston:** Yes, it is general activity. When you are comparing columns 4 and 5, it is the savings balance for one solution versus the savings balance for another solution.

**Mr. Gurbin:** Under that scenario the federal government, even without a change in the royalty, benefits tremendously more. There is a one per cent change in the losses to the provinces but about an 8 per cent change...

**Mr. Preston:** That is right. In other words, it is worth your while to push the energy investment projects when it comes to the savings-investment balance in the system in the long run. In other words, it holds down oil imports and it increases your own tax base.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, that is why I think the question I asked is so important and we have to have the answer to what big investments it may pay us to do.

[Translation]

projets d'immobilisation dans le secteur de l'énergie tendent à créer de l'épargne au pays. Par conséquent, une plus forte proportion de ces projets est entre les mains des Canadiens.

**M. Gurbin:** Vous postulez que les redevances n'augmentent-ont pas?

**M. Preston:** Ni les redevances, ni quoi que ce soit.

Ce que nous disent les colonnes 4 et 5, c'est que les projets d'immobilisation dans le secteur énergétique créent des recettes et une assiette fiscale accrues, ce qui enrichit les trésors des gouvernements. Ils provoquent également une baisse des importations de pétrole et donc une réduction de notre dette étrangère. Dans cette balance entre l'épargne et l'investissement, notre dette étrangère figure sous forme d'épargne étrangère. Les projets d'immobilisations en matière d'énergie, qui sont de véritables projets nationaux, améliorent donc la balance de l'épargne et de l'investissement pour le secteur étranger et le secteur public.

**M. Gurbin:** Pourquoi un tel écart entre le gouvernement fédéral et les provinces?

**M. Preston:** En raison de l'écart entre les recettes et les dépenses des provinces.

**M. Gurbin:** Dans les deux dernières colonnes, s'il n'y a pas de fortes immobilisations, pourquoi les gouvernements provinciaux n'en souffrent-ils pas davantage que le gouvernement fédéral, étant donné le régime actuel de redevances?

**Mme Cain:** Les provinces toucheront moins de recettes provenant des redevances pétrolières par suite de la baisse de la production nationale, mais elles n'en souffriront pas autant que le gouvernement fédéral, car le ralentissement de l'activité économique et l'accroissement des subventions touchent davantage le gouvernement fédéral.

**M. Preston:** L'activité économique s'arrête. La perte de revenu engendre la perte de revenu fiscal.

**M. Gurbin:** Oui, mais ne s'agit-il pas ici de redevances? S'agit-il d'activité générale?

**M. Preston:** Oui. En comparant les colonnes 4 et 5, on compare la balance de l'épargne dans deux cas différents.

**M. Gurbin:** Dans cette hypothèse, le gouvernement fédéral même si les redevances n'augmentent pas, reçoit beaucoup plus. On observe une variation de 1 p. 100 dans les pertes des provinces, mais de 8 p. 100...

**M. Preston:** C'est exact. En d'autres termes, il est avantageux de stimuler la mise sur pied de grands projets d'immobilisation dans le secteur énergétique, si on veut améliorer la balance épargne-investissement à long terme. Cela permet de réduire les importations de pétrole et d'accroître l'assiette fiscale.

**M. MacBain:** Monsieur le président, c'est pourquoi la question que j'ai posée est si importante et pourquoi nous devons savoir quels sont les avantages des grandes immobilisations.



[Texte]

• 1240

**Mr. Preston:** If I may interject, this situation is what is going to happen to Canada if they take the route the U.S. took in 1973.

**Mr. Corbett:** In my opinion when there is no large project investment, the investment from the foreign sector would decline. Obviously, that is the wrong opinion.

**Mr. Preston:** Ah, but you see you have to be careful what you mean by investment from the foreign sector. In the Canadian accounts, it is not investment from the foreign sector; we view it as savings. Well, it is savings; in other words, foreign savings. The idea is that a negative trade balance is a source of finance. That \$10.6 billion versus the \$7.1 billion in column 4 and 5 in the next to last line, says that our imports will be much greater under the low energy investment scenario than under the high and in fact they will be higher than even they were in 1979.

**Mr. Rose:** I wonder how much longer you intend to go?

**The Chairman:** It has been so interesting . . .

**Mr. Rose:** Yes, it is; it is fascinating.

**The Chairman:** . . . that none of us have been looking at the clock so if the committee agrees, perhaps we could go till one o'clock; if it does not put our witnesses out too much either.

**Mr. Rose:** You see, your base case ignores the possibilities of a big advance in, say, conservation measures, or less use. You are assuming a continued increase in oil consumption rather than an off-oil policy and I might ask you, not completely facetiously, since you named your project after a rather ingenuous naive fellow . . .

**Mr. Preston:** That is right.

**Mr. Rose:** . . . does that say anything about your own opinion of your model?

**Mr. Preston:** I think we have in these scenarios enough evidence of the direction and composition of changes that occur when we make small changes in specific kinds of variables to worry about the various consequences of not making or of making those changes. The responses we get out of the model and the trust that I put in the model, come only from using it over and over and over again and then eventually finding out whether you were right in any given situation. We have been using this version of the model for about a year and a half to two years. We have put it through a series of tests and critical evaluations which lead me to believe that if I had to do this kind of analysis this was the tool I would use. I would not use any other tool but this.

**Mr. Rose:** One of your basic assumptions though really is no change in our lifestyle or political departures. It assumes it is

[Traduction]

**M. Preston:** Permettez-moi d'intervenir. Cette situation sera celle du Canada si nous adoptons la voie suivie par les Américains en 1973.

**M. Corbett:** A mon avis, quand il n'y a pas de grands projets d'investissement, l'investissement étranger décroît. De toute évidence, cette opinion est fausse.

**M. Preston:** Ah, mais voyez-vous, il faut être prudent lorsqu'on parle d'investissement étranger. Dans les comptes commerciaux canadiens, on ne parle pas d'investissement du secteur étranger, mais bien d'épargne. Il s'agit bien d'épargne; autrement dit, l'épargne étrangère. Nous croyons qu'une balance commerciale négative constitue une source de financement. Dans les colonnes 4 et 5, à l'avant-dernière ligne, on voit les chiffres de 10,6 milliards et 7,1 milliards; cela indique que nos importations seront beaucoup plus considérables si nous adoptons le scénario des faibles investissements énergétiques, que si nous adoptons le scénario des grands projets d'investissement énergétique, et de fait, ces importations seront encore plus considérables qu'en 1979.

**M. Rose:** Pendant combien de temps comptez-vous poursuivre encore?

**Le président:** Votre exposé a été tellement intéressant . . .

**M. Rose:** Oui, c'est fascinant.

**Le président:** . . . que personne n'a regardé l'horloge; alors si les membres du Comité sont d'accord, nous pourrions poursuivre jusqu'à 13 h 00, si cela ne dérange pas trop nos témoins.

**M. Rose:** Vous voyez, votre cas type ne tient pas compte des possibilités de grandes découvertes dans des domaines comme les mesures de conservation, ou une diminution de l'utilisation. Vous présumez du maintien de la croissance dans notre consommation de pétrole, plutôt que de prévoir une politique de diminution de la consommation, et sans vouloir blaguer, puisque vous avez donné à votre projet le nom d'un naïf, d'un borné . . .

**M. Preston:** C'est juste.

**M. Rose:** . . . cela reflète-t-il votre propre opinion de votre modèle?

**M. Preston:** A mon avis, ces scénarios nous donnent suffisamment d'indices quant aux orientations futures et aux changements qui se produiront lorsque nous effectuerons de petites modifications dans divers domaines, pour que nous nous inquiétions des diverses conséquences des modifications que nous pourrions effectuer. Les résultats obtenus grâce à ce modèle, et la confiance qu'il m'inspire découlent uniquement de l'usage répété de ce système, ce qui permet éventuellement de déterminer dans quelle mesure nous avons eu raison, dans une situation donnée. Nous utilisons cette version du modèle depuis déjà un an et demi ou deux ans. Nous l'avons soumis à une variété de tests et d'évaluations critiques qui m'ont convaincu que si je devais faire ce genre d'analyse, c'est bien cet outil que j'utiliserais. Je n'aurais recours à aucun autre outil que celui là.

**M. Rose:** Toutefois, vous présumez en somme qu'il n'y aura pas de changement dans notre style de vie ou dans nos choix



[Text]

"business as usual" and that we really are not going to change very much in terms of our . . .

**Mr. Preston:** The base case is a "business as usual", very little conservation in the demand for energy, kind of base case. When we put in the higher prices or put in the "no large project investment," we have made some adjustments to consumer demand for various kinds of fuels to reflect the response that we would expect to get out of that kind of a change. We could probably invent a scenario which would impart tremendous conservation on the part of, let us say, automobile drivers, but the model could not tell you how to get that to occur. It could only tell you the impact of conservation in a very rigid sense occurring.

**Mr. Rose:** Is the model based on any economic philosophy? There are tremendous differences in economists and each has his own, you know. Between, say, Freedman, Galbraith and Keynes—and you know them all, I do not—they each have their—like talking to various physicians. You know, there is a lot of witch doctoring . . .

**An hon. Member:** Right.

**Mr. Rose:** . . . even in that lofty profession that just spoke, to my right.

• 1245

**Mr. Gurbin:** Far right.

**Mr. Rose:** Far right. You are right.

**Mr. Preston:** The model structure is one which has in it an eclectic set of philosophies. It has in it a demand structure that follows, for all intents and purposes, the way Keynes felt the world worked. It has a production sector that for all intents and purposes is based on the way a man called Leontieff thinks the world works for production. It has a pricing and wage sector that for all intents and purposes is based on what you call the new theory of expectations—the whole idea that there is an expectation component of wage and price formations. It has a monetary sector which for all intents and purposes is tied back to the government sector in such a way that it is impossible for the government to run a deficit without money being printed or debt instruments being issued, and higher interest costs occurring eventually.

I would say that the model as a tool representing economic philosophies has a number in it, but it is weighted more toward the sort of Keynesian-Leontieff expectational approach. However, the price and wage sector of the model is highly articulated and there is a great variety of structural characteristics to that, which follow very closely the way wages and prices actually get formed in this society. The demand side is formulated more on the notion that a real income loss will impact consumption in a way which, intuitively, economists have thought works for 20 years. We might say that if anything, the

[Translation]

politiques? Vous présumez que tout sera comme avant et que nous ne modifierons pas beaucoup nos . . .

**M. Preston:** Notre modèle de base présume que tout sera normal et qu'il n'y aura pas une grande diminution de la demande d'énergie. Lorsque nous posons l'hypothèse des prix plus élevés, ou lorsque nous invoquons le scénario ne laissant entrevoir aucun grand projet d'investissement énergétique, nous faisons des ajustements à la demande pour divers combustibles, afin de tenir compte de la réaction que de tels changements entraîneraient chez les consommateurs. Nous pourrions probablement créer un scénario où l'on présumerait d'un incroyable effort de conservation de la part des automobilistes, mais ce modèle ne dirait pas comment on pourrait susciter un tel effort de conservation. Il ne pourrait que faire part de l'incidence de cette conservation, et encore de façon très stricte.

**M. Rose:** Ce modèle est-il fondé sur un principe économique quelconque? Les économistes diffèrent de beaucoup entre eux et, vous le savez bien, chacun a ses propres principes. Qu'il s'agisse de M. Freedman, de M. Galbraith ou de M. Keynes . . . vous les connaissez tous, moi pas . . . chacun a sa propre . . . c'est un peu comme parler à divers médecins. Vous savez, il y a pas mal de sorciers à la manqué . . .

**Une voix:** C'est juste.

**M. Rose:** . . . même parmi les collègues du docte monsieur à ma droite, qui vient d'intervenir.

**M. Gurbin:** A votre extrême droite.

**M. Rose:** A mon extrême droite. Vous avez raison.

**M. Preston:** La structure de ce modèle comporte tout un éventail de principes. On y trouve une structure de la demande inspirée, à toutes fins pratiques, de la façon dont Keynes concevait le fonctionnement du monde. Pour ce qui est de la production, à toutes fins pratiques, le modèle s'inspire de la façon dont un homme appelé Leontieff concevait la production. Pour ce qui est de l'élément prix et salaires, nous avons intégré dans le modèle ce qu'on appelle la nouvelle théorie de l'expectative—c'est -à-dire la conviction que les prix et les salaires dépendent dans une certaine mesure de ce que les gens croient qu'ils seront. Quant aux aspects monétaires, nous nous sommes inspirés du secteur gouvernemental où il est impossible d'essayer un déficit sans imprimer plus d'argent et sans émettre des titres de créances, ce qui aboutit toujours à une augmentation des taux d'intérêt.

Je crois donc que ce modèle comporte une variété de principes économiques, tout en penchant un peu plus vers les principes d'expectative de Keynes et de Leontieff. Toutefois, la composante prix et salaire du modèle est très avancée, et on y tient compte d'une grande variété de caractéristiques structurelles reflétant fidèlement la façon dont les salaires et les prix sont véritablement établis dans notre société. Quant à la composante de demande, elle est plutôt fondée sur le principe voulant qu'une diminution du revenu réel ait sur la consommation un effet défini intuitivement par les économistes depuis 20

[Texte]

results probably are in the right direction, but the magnitudes may be biased towards zero.

**Mr. Cornell:** Could I perhaps add something to that, Ross? I think it is fair to say that when model builders are building their models, their choice of things that are important may reflect their own economic philosophies. Now, Ross might think one thing is important; I might think something else is important. However, once we start to test the model, we will see whose philosophy wins out. I think that is where it comes out and that is why it becomes more eclectic.

**The Chairman:** Okay. Further questions? Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** If somebody else has a question first, I will follow.

**The Chairman:** You are on.

**Mr. Gurbin:** The American situation as compared to ours in terms of our inflation rate right now: I have heard comments that the real reason we have a different inflation rate is because of our energy prices. That is the short first question. Could you comment on that, and then I will follow with another?

**Mr. Preston:** Yes. There was a talk in Ottawa sponsored by the Council a week before last. Charlie Schultz, the chairman of the Council of Economic Advisors came up and gave some illumination on that very issue. Inflation in the U.S. in 1980 occurred primarily because of the oil pricing decisions that were made, the way food prices moved and the technical way that the U.S. Department of Commerce works changes in interest rates into their CPI estimate. If you were to pull out the food price impact, the fuel price impact and the way they work higher interest rates into the CPI calculation, the U.S. rate of inflation in 1980 would have been lower than it was in 1979.

• 1250

So it is basically food, fuel and a way that statisticians account for interest rates. Now, we do not account for interest rates the way they do. In other words, the way we introduce interest costs, or movements in interest rates, into our CPI calculation is technically different from the way they do. Our domestic oil prices are nowhere near theirs. Our exchange rate is lower. So that gives us some advantage.

**Mr. Rose:** Could you elaborate on that point? Is there, say, a advantage to our manufacturers? The nonfossil exports and nonfossil balance of payments are all a series of negative numbers, as I look at them. Is there any advantage to us to have those oil prices substantially lower than those of our competitors?

**Mr. Preston:** We attended a seminar yesterday where some members indicated that if the exchange rate moved back to its many of the advantages that manufacturers currently have would disappear. So the impact the exchange rate is having on the competitiveness of manufacturing, I think, is

[Traduction]

ans. Nous pouvons dire que le résultat obtenu est probablement orienté dans la bonne direction, mais que les azimuts tendent vers le zéro.

**M. Cornell:** Me permettez-vous d'ajouter quelques mots, Ross? A mon avis, il est juste de dire que lorsque les concepteurs de modèles font leur travail, leur choix d'éléments est influencé par leurs propres principes d'économie. Ross peut penser que tel élément est important; je peux défendre l'importance d'un autre élément. Toutefois, une fois le modèle mis à l'épreuve, nous découvrons lequel des principes gagne la propriété. C'est là qu'on voit la vérité, et c'est la raison pour laquelle ces modèles deviennent de plus en plus éclectiques.

**Le président:** D'accord. D'autres questions? Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Si quelqu'un d'autre veut poser une question d'abord, je suivrai.

**Le président:** A vous, alors.

**M. Gurbin:** Comparons le taux d'inflation au Canada à celui des États-Unis: J'ai entendu dire que si notre taux d'inflation est différent du leur, c'est uniquement en raison de nos prix de l'énergie. C'est donc là ma première brève question. Pouvez-vous me dire ce que vous en pensez, puis je poursuivrai?

**M. Preston:** Oui. Il y a quinze jours, le Conseil a parrainé une réunion à Ottawa. M. Charles Schultz, président du *Council of Economic Advisors*, nous a fait un exposé très instructif sur cette question. En 1980, l'inflation aux États-Unis dépend essentiellement des décisions qui ont été prises quant à l'établissement des prix du pétrole, de la façon dont les prix des aliments ont augmenté, et de la méthode par laquelle le *Department of Commerce* des États-Unis intègre les changements des taux d'intérêt dans le calcul de l'index des prix à la consommation. Si on pouvait distinguer des prix des aliments, l'effet du prix de l'essence et la façon dont les taux d'intérêt sont utilisés pour calculer l'index des prix à la consommation, le taux d'inflation américain en 1980 aurait été plus bas qu'en 1979.

Il s'agit donc essentiellement des produits alimentaires, des coûts énergétiques et des méthodes utilisées par les statisticiens pour tenir compte des taux d'intérêt. En ce qui nous concerne, nous n'employons pas la même méthode pour inclure les taux d'intérêt ou la révolution, dans notre calcul de l'indice des prix à la consommation. De plus, nos prix nationaux du pétrole n'ont rien à voir avec les leurs et notre taux de change est inférieur au leur, ce qui nous donne un certain avantage.

**M. Rose:** Pourriez-vous préciser? Cet avantage concerne-t-il nos entreprises de fabrication? Si j'examine les chiffres, je vois que notre balance des paiements de combustibles non fossiles a un solde négatif. Y a-t-il donc un avantage quelconque, pour nous, à ce que les prix du pétrole soient considérablement inférieurs à ceux de nos concurrents?

**M. Preston:** Hier, nous avons participé à une séance d'information au cours de laquelle on nous a dit que si le taux de change revenait à la parité, beaucoup des avantages dont disposent actuellement nos entreprises disparaîtraient. Donc, l'incidence du taux de change sur le degré de concurrence de



[Text]

established by just going out and asking people: If you had to take a 15 per cent increase in cost what would that do to your profitability?

The impact that higher oil prices might have on our competitive position in terms of the trade balance numbers, the higher oil prices produce a trade balance, that is nonfossil fuels with the higher energy prices, that is a little tiny bit better. We are talking about \$2 oil versus \$4 oil. Now, that is the net effect of two things. It is less exports, because our prices are a little higher, but it is a lot less imports because of the impact that the higher prices have on domestic incomes. So the net effect on the trade balance is to improve with higher prices, not because exports collapse but because imports collapse as a result of real income loss to consumers, which means less consumer imports.

**Mr. Rose:** Short-term pain, is it not? Is that what you are talking about?

**The Chairman:** It seems to me Mr. Gurbin was cut off there.

**Mr. Rose:** I am sorry. My supplementary just sort of swept him. I forgot all about him. But he is a memorable fellow and I stand corrected.

**Mr. Gurbin:** It is the same standard, at any rate. I think the interesting thing for me—I have to get down to a pretty basic sort of look at the type of thing you are doing, because I do not feel comfortable with some of the ways you can manage some of your figures. But looking at what would happen, just in line with what we were talking about, the difference between Canadian prices and American prices and the total effect on our economy, moving towards a situation of self-sufficiency I think is the key part of what I am trying to ask you. Can you incorporate or can you identify from the scale or some of the charts you have now the relative or potential insulation that we might have in terms of economic independence, opportunities and so on that would come from moving towards a self-sufficiency level and dedication to that in spite of what short-term or momentary problems there might be? That is the first part.

The second part of the same question is in a global sense, looking over the energy requirements and the competitive aspects of that and so on. It is probably in the same context as thinking about food, whether or not the Canadian future can be insulated. I mean that in what I consider to be a good reference, protective, if you will, in another sense, but independent mainly of all the other things, the bad things, that might happen around us.

**Mr. Preston:** The first part of the question, I think I just . . .

• 1255

**The Chairman:** You would need your neck microphone when you are up there.

**Mr. Preston:** What that 10.6 versus 7.1 basically says is that there has to be more capital inflow under scenario 5 in 1990 than under scenario 4; more capital inflow—either short-term

[Translation]

nos entreprises peut être établi en demandant simplement à leurs dirigeants ce que deviendrait le niveau de concurrence s'ils devaient assumer une augmentation de 15 p. 100 de leurs frais.

En ce qui concerne l'incidence que des prix du pétrole plus élevés pourraient avoir sur notre position concurrentielle, exprimés par la balance des paiements des combustibles non fossiles, on pourrait dire qu'il pourrait y avoir une petite amélioration. Dans nos scénarios, il s'agit de pétrole à \$2.00 par rapport à \$4.00. L'effet net en est actuellement une diminution des exportations, car nos prix sont un peu plus élevés, mais aussi beaucoup moins d'importations, étant donné l'incidence de l'augmentation des prix sur les revenus nationaux. On assisterait donc à un effet net d'amélioration de notre balance commerciale, avec une augmentation des prix, non pas à cause d'une réduction sensible des exportations, mais à cause d'un effondrement des importations, du fait de la diminution du revenu réel des consommateurs.

**M. Rose:** Ce qui représenterait des souffrances à court terme, n'est-ce pas?

**Le président:** Il me semble que M. Gurbin a été interrompu à ce point.

**M. Rose:** Veuillez m'excuser, ma question supplémentaire l'a un peu dépassé. Je ne pensais plus à lui. J'espère qu'il ne m'en voudra pas et je lui cède la parole.

**M. Gurbin:** Je voudrais en revenir à certains aspects fondamentaux de votre démonstration car j'ai du mal à comprendre certaines des manipulations que vous imposez à vos chiffres. Tout particulièrement, je voudrais comprendre parfaitement l'incidence globale qu'aurait sur notre économie une politique active d'auto-suffisance, étant donné la différence qui existe actuellement entre les prix canadiens et américains. Pourriez-vous donc nous dire, sur la base des chiffres graphiques que vous nous avez montrés, quel pourrait être l'incidence sur notre indépendance économique, sur nos perspectives d'emplois, etc., d'une tentative d'évolution vers l'auto-suffisance énergétique et quels problèmes à court terme une telle politique pourraient entraîner? Voilà la première partie de ma question.

La seconde partie concerne nos besoins énergétiques globaux et notre position concurrentielle par rapport au reste du monde. Certes, la situation est probablement identique à celle des produits alimentaires, c'est-à-dire que l'auto-suffisance ne nous accordera qu'une protection relative. Je veux dire par là que cette protection sera quand même limitée par tous les phénomènes néfastes qui peuvent se produire dans le milieu international.

**M. Preston:** En ce qui concerne la première partie de votre question . . .

**Le président:** Veuillez utiliser votre microphone portatif lorsque vous vous approchez du tableau.

**M. Preston:** La différence qu'il y a entre 10,6 et 7,1 est qu'en 1990 nous devons importer plus de capitaux de l'étranger, dans le scénario 5, par rapport au scénario 4. Il s'agit



[Texte]

or long-term capital—to pay for the higher oil imports. So a drive towards self-sufficiency is a drive to insulate you from the need for foreign capital to pay for basically, in the balancing of the accounts, the additional oil import bill. Remember, this is the current account balance. If the current account balance shows foreign savings, the capital account balance has to show foreign investment, and if the foreign savings are up as a percentage of total savings, then the foreign investment is up as a percentage of the financing that goes into that.

**Mr. Gurbin:** But the only way you can look at that is as a drive in the conventional sense, without considering some of the effects, for instance, of price increases on consumption and all of those things. Are you able to incorporate that at the same time as you are talking about all these other things?

**Mr. Preston:** We could incorporate the impact of a price level and a demand response that would so cut our need for fossil fuel products, and so cause substitution away from them, that we might not observe that kind of a thing.

**Mr. Gurbin:** That is what I am asking you.

**Mr. Preston:** But that would take investment before you can change your car, go from 8 cylinders to 4, if the retool factories switch fuels. You either produce the fuel domestically, or you produce a factory that uses what you have more efficiently. One or another is going to cause an investment boom.

**Mr. Gurbin:** Then we are talking about energy growth and energy demand, really. Would that apply to short term and long term the same way, or would you have a short-term benefit or equal benefit where you have investor activity to compensate for oil investment, and then long-term fall-off because you no longer require the same fossil fuels?

**Mr. Preston:** To examine the impact on the demand side of various energy investment and pricing scenarios, we would have to go back and look at that. We have assumed very low short-run elasticities and long-run elasticities that are not greater than one.

**Mr. Gurbin:** The reason I am sort of pushing this—and I know it is perhaps a picky point—is that it seems everybody who has forecast, that I can see in the last while, has been wrong about everything in terms of supply and requirements. If you go with electrical supply in Ontario, it has been wrong. If you go with projections on cost of oil, they have really been wrong. I just wonder how accurate you can really be in looking at it the way we are looking at it here.

[Traduction]

donc de capitaux à court terme ou à long terme, pour payer l'augmentation des coûts d'importation du pétrole étranger. En conséquence, une politique d'auto-suffisance représenterait pour le Canada une tentative de diminution de ses besoins en capitaux étrangers, lesquels sont nécessaires pour payer notre facture pétrolière. N'oubliez pas cependant, qu'il ne s'agit-là que de la balance du compte courant. Si celle-ci représente des économies étrangères, il doit y avoir, en contrepartie, des investissements étrangers dans la balance du compte des capitaux; de plus, si les économies étrangères augmentent, exprimées en pourcentage des économies totales, les investissements étrangers doivent donc augmenter aussi, exprimés en pourcentage du financement global.

**M. Gurbin:** Oui, mais il ne faut pas oublier, dans l'analyse d'une telle politique d'auto-suffisance, l'incidence qu'elle aurait sur les augmentations de prix pour les consommateurs et les conséquences secondaires de ce phénomène. Pouvez-vous donc incorporer ces phénomènes dans l'analyse globale de la situation?

**M. Preston:** Nous pourrions avoir une augmentation de prix telle qu'elle réduirait considérablement nos besoins de combustibles fossiles et inciterait à leur remplacement par d'autres types de combustibles, ce qui pourrait éviter ce genre de phénomènes sur la demande.

**M. Gurbin:** C'est précisément ce que je veux savoir.

**M. Preston:** Cependant, pour changer votre automobile, par exemple, ou bien rééquiper votre usine, il faudra effectuer des investissements. Il faudra donc décider si l'on veut d'abord augmenter la production nationale de combustibles ou rééquiper nos usines, pour qu'elles soient plus efficaces. Quelle que soit la décision prise, il y aura donc une augmentation sensible des investissements.

**M. Gurbin:** Il convient donc alors de parler de croissance de la production énergétique et de la demande en produits énergétiques. Est-ce que l'incidence en serait le même, à court et à long terme, ou serait-il possible de constater les avantages à court terme, du fait l'augmentation des investissements, destinés à compenser les investissements dans le pétrole, accompagnés d'une chute à long terme, étant donné le recours à d'autres combustibles que des combustibles fossiles?

**M. Preston:** Pour examiner l'incidence sur la demande de divers types d'investissements dans le secteur énergétique et de divers scénarios de prix, nous devons faire marche arrière et examiner ceci: En effet, nous avons pris comme hypothèse de très faibles élasticités à court et à long terme, puisqu'elles ne sont pas supérieures à un.

**M. Gurbin:** Je sais que c'est là un sujet assez délicat mais la raison pour laquelle j'insiste c'est que tous ceux qui ont fait des prévisions à ce sujet, ces dernières années, semblent s'être lamentablement trompés en ce qui concerne l'offre et la demande. Ainsi, les prévisions d'approvisionnements électriques en Ontario ont été erronées. Les prévisions quant aux coûts du pétrole ont été erronées. Je me demande donc si vos propres prévisions, beaucoup plus globales, peuvent être précises.

[Text]

**Mr. Preston:** We could provide you with an indication of the demand and the supply elasticities, but they would not be out of line with what you get by just observing historical data.

We have made them a little bit more sensitive but not that much more sensitive. We could design a scenario that would probably not have these difficulties in it, but would assume such a level of conservation that a lot of these problems would go away as a result of their being conserved away. Then you have to ask yourself what policies you institute, what incentives you give to cause that kind of substitution and conservation to occur, and what their costs are. Their costs may be more or less than putting in place investment projects which will ensure, let us say, conventional fuel supplies into the twenty-first century.

**Mr. Gurbin:** That is a question we are asking ourselves, I guess, really.

**Mr. Preston:** Yes.

**Mr. Gurbin:** One of the major questions.

• 1300

In the final part of the question I asked you, if you put food into the same model—I understand the major difference in investments and the size of investments if they are just today—but again maybe in an expanded sense, a global sense even, do you expect you would end up with some of the same results?

**Mr. Preston:** If we ran various pricing scenarios on food? You would probably have bigger impacts.

**Mr. Gurbin:** But the same kinds of impacts?

**Mr. Preston:** Yes, the same kinds of impacts.

**Mr. Rose:** But are energy and hydrocarbons not a large percentage of the cost of food?

**Mr. Preston:** Yes, they are.

**Mr. Rose:** So we can assume, then, that . . . Have you considered that?

**Mr. Preston:** Yes, the indirect effects . . .

**Mr. Rose:** Sorry, Gary, but it was supplementary to what you . . .

**Mr. Preston:** The indirect effects on food are in there.

**Mr. Rose:** They are in there.

**Mr. Preston:** They are in there. That question was asked of me when I gave a similar presentation out in Alberta. I gave it to the Alberta marketing board, who said to me, do you mean to tell me that the impact that various food pricing scenarios has on a system like yours might be similar to energy? In terms of the general effects it might have on real income, et cetera, they are basically there. There might be different compositional effects, especially on things like trade balances, et cetera.

[Translation]

**M. Preston:** Nous pouvons simplement vous donner certaines indications sur l'élasticité de la demande et de l'offre, en étant relativement sûrs que ces indications ne seront pas très différentes des tendances constatées dans le passé.

Certes, nous avons tenté de faire des prévisions un peu plus précises mais pas beaucoup plus. Nous pourrions évidemment concevoir un scénario déchargé de toutes ces difficultés, c'est-à-dire supposant un tel niveau de conservation que beaucoup de ces problèmes disparaîtraient d'eux-mêmes. Dans ce cas, il faudrait se demander quelle politique devrait être appliquée, et quelles incitations devraient être données à la population pour susciter cette substitution et cette conservation. Il faudrait également se demander ce que seraient les coûts de telles politiques et les comparer au projet d'investissements destiné à augmenter nos approvisionnements en combustibles traditionnels, à l'aube du XXI<sup>e</sup> siècle.

**M. Gurbin:** Je suppose que c'est là une question que nous nous posons nous-mêmes.

**M. Preston:** Sans doute.

**M. Gurbin:** C'est l'une des questions fondamentales.

Pour en revenir à la deuxième partie de ma question, si vous mettez les produits alimentaires dans le même modèle, tout en tenant compte des différences essentielles qu'il peut y avoir sur le plan des investissements, pourriez-vous compter arriver au même résultat?

**M. Preston:** Avec divers scénarios de prix des produits alimentaires? Il y aurait probablement une incidence plus forte encore.

**M. Gurbin:** Mais de même nature?

**M. Preston:** Oui.

**M. Rose:** Mais les prix de l'énergie ne constituent-ils pas un pourcentage important des prix alimentaires?

**M. Preston:** Si, en effet.

**M. Rose:** Nous pouvons donc supposer que . . . Avez-vous tenu compte de ce phénomène?

**M. Preston:** Oui, des effets indirects . . .

**M. Rose:** Veuillez m'excuser, Gary, c'était une question complémentaire à celle que vous . . .

**M. Preston:** Les effets indirects sur les produits alimentaires sont inclus dans nos prévisions.

**M. Rose:** Vraiment?

**M. Preston:** Oui. On m'a d'ailleurs posé cette question lorsque j'ai fait la même présentation, en Alberta, devant un office de commercialisation de la province. On m'a en effet demandé s'il était exact que l'incidence de divers scénarios des prix des produits alimentaires, sur un modèle tel que le nôtre, serait semblable à celui de divers scénarios des prix de l'énergie. En ce qui concerne l'incidence globale sur les revenus réels, par exemple, elle figure déjà dans notre modèle. Par contre, il pourrait y avoir des effets sectoriels différents, surtout sur des choses telles que les balances commerciales.



[Texte]

**Mr. Gurbín:** Do you think there is really any difference between food and energy?

**Mr. Preston:** Certainly.

**Mr. Gurbín:** In what sense?

**Mr. Preston:** Well, food is a renewable resource. Trees, corn, are renewable resources. It takes certain nonrenewable energy resources to keep up the production levels, like fertilizer, but it is basically a renewable resource.

**Mr. Portelance:** What about imports . . . control?

**Mr. Preston:** You mean like lettuce?

**Mr. Portelance:** Even in the wintertime we have more imports than . . .

**Mr. Preston:** Those are issues related to our location more than anything else. That is a part of the big picture, because here are certain things that we have to import. The issue is, do we have to, in the long run, end up importing high-priced oil? Here are some scenarios that suggest what the consequences are of doing that or not doing that. In the long run we probably have to increase lettuce unless we want to grow it in greenhouses.

**The Chairman:** Okay. Yes, Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, just one statement. I think it's true that when we sit here and have a discipline here like economics, we all wish we were economists. The next day we have the National Research Council and we all wish we were scientists, those who are generalists like ourselves.

But there is an interesting point—not that I expect to get an answer today; I gave instructions to our project manager on what I wanted out of today's meeting. An interesting thing is if the Government of Canada decided tomorrow to go ahead . . . let us suppose we need a hundred new Syncrude plants and they said go ahead and do it, regardless of how you do it, do it, the way we did during the war when we had to build a B-29. Then that is an interesting thing. It is going to cost a tremendous amount of money. But a very interesting thing is that there would be not one bit, not one single dollar, in infrastructure change.

But let us suppose the government said tomorrow that we're not going to use any more oil, we are going to use pure alcohol in our cars. Tremendous infrastructure change in those motives—new engines, the R&D and then the prototypes of construction, five million new engines that use only alcohol. Just imagine the price in that.

It is a very interesting question. Not being an economist I do not know the answer, it is a different thing. In one place the government said, go ahead and spend the money. The government had to borrow the money or increase the money supply

[Traduction]

**M. Gurbín:** Selon vous, y a-t-il donc une différence quelconque entre les produits alimentaires et les produits énergétiques?

**M. Preston:** Certainement.

**M. Gurbín:** De quelle nature?

**M. Preston:** Les produits alimentaires constituent des ressources renouvelables. Les arbres, le maïs sont renouvelables. Certes, il faut utiliser certaines ressources énergétiques non renouvelables, telles que les engrais pour obtenir certains niveaux de production, mais les produits obtenus sont renouvelables.

**M. Portelance:** Et les contrôles à l'importation?

**M. Preston:** Pour des produits tels que la laitue?

**M. Portelance:** Même en hiver, nous avons plus d'importations que . . .

**M. Preston:** Ce sont-là des problèmes plus géographiques qu'autre chose. De toute façon, il y aura toujours certains produits que nous devons importer. Le problème est de savoir si nous voulons à long terme, en arriver à importer également du pétrole qui coûte cher. Notre objectif a été de vous présenter certains scénarios essayant de prévoir les conséquences d'une telle décision. A long terme, nous devrions probablement augmenter nos importations de laitues, à moins que nous décidions de les cultiver en serres.

**Le président:** Très bien. Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Je voudrais simplement faire une déclaration, monsieur le président. Lorsque nous entendons des économistes comme ceux qui témoignent ce matin, nous voudrions tous être économistes. Cependant, nous aurons demain des représentants du Conseil national de recherche et je suis sûr que nous voudrions alors tous être des hommes de science. En ce qui nous concerne, nous ne sommes malheureusement que des généralistes.

Cela dit, je vais soulever une question, même si je ne m'attends pas à avoir une réponse aujourd'hui. Si le gouvernement du Canada décidait demain de construire 100 nouvelles usines Syncrude, à supposer qu'il en ait constaté le besoin, que se passerait-il? En fait, ce serait à peu près la même chose qu'on a fait pendant la guerre, lorsqu'il a fallu construire des D-29. Cela coûterait énormément d'argent mais, et c'est ceci qui m'intéresse, nous n'investirions pratiquement pas un seul dollar dans des modifications structurelles.

Supposons maintenant par contre que le gouvernement décide que nous n'allons plus utiliser de pétrole et le remplacer, dans nos automobiles, par de l'alcool pur. Il faudrait alors procéder à des investissements structurels considérables, c'est-à-dire faire des recherches, construire de nouveaux moteurs, essayer des prototypes, etc. Imaginez simplement le prix que coûteraient la mise au point et l'installation de 5 millions de nouveaux moteurs n'utilisant que l'alcool.

Je le répète, je ne suis pas économiste et je ne peux donc prévoir l'incidence qu'une telle décision pourrait avoir. Je sais cependant que l'on pourrait avoir, d'un côté, une décision globale du gouvernement quant à la réalisation d'un tel pro-



## [Text]

and cause inflation to do it. In the other case, the private citizen buys the new car with the new motor.

I do not suppose I can get an answer today, but it is going to bug me when I go home. Is there a difference, when the private guy in the street all of a sudden is told, take your car to the scrapyard, you are going to scrap it and you are going to buy yourself a new car? He has to go to his bank, he has to borrow \$10,000 to buy the new car. It is still going to be running in 1990, and it is going to run on, say, alcohol. But he is making that expenditure either from his savings or by going out to borrow. In the other way, where I suggested the government just make a government policy to do it, the Government of Canada has to use the money which we, obviously do not have, so we have to go and borrow it, or we have to manufacture the new money, which will cause inflation.

• 1305

I wish I were an economist, because I do not know what the difference is. Either there is a difference or there is a correlation. Maybe there is not any difference. I am just saying I wish I were an economist and knew that.

**Mr. Cornell:** In either case, someone is going to have to refrain from current consumption. You may have to refrain through taxation, through supplying your taxes to the government. Or you may have to refrain from current consumption of this sort to invest in a new car, is what you are talking about.

**Mr. MacBain:** Maybe there is not so much difference . . .

**Mr. Cornell:** It would certainly have different impacts, yes.

**Mr. MacBain:** I would sure like to know what they are.

**Mr. Cornell:** It affects the distribution of income.

**The Chairman:** We have two of our research people who would like to ask a couple of questions. First of all our economist, Miss Judy Beange.

**Mrs. Judith Beange (Economist, Science and Technology Division, Library of Parliament):** I would like to say maybe the CANDIDE model would provide a basis for what the committee is supposed to be doing, for looking at where Canada should go in alternative energy forms. I do not know if the Economic Council is doing very much on this type of decision-making specifically. I imagine the CANDIDE model would not be able to provide information of this type, considering that the information on alternative energy forms is so uncertain. But I wonder if you are doing any research in this area?

**Mr. Preston:** The scenarios we presented you today are probably the ones best suited to test out in the model. When you start getting down to what you might call inter-fuel substitution, alternative source of energy, things like that, the

## [Translation]

gramme, ce qui impliquerait des emprunts considérables ou une augmentation énorme de la masse monétaire, avec ses effets inflationnistes. D'autre part, sans décision du gouvernement, les simples citoyens décideraient eux-mêmes d'acheter des automobiles, avec les nouveaux moteurs.

Sans m'attendre donc à ce que vous me donniez une réponse aujourd'hui, je me demande s'il y a une différence entre les deux types de décisions. D'une part, le citoyen reçoit l'information que sa voiture ne servira plus à rien et devra être remplacée par une nouvelle, ce qui signifie qu'il doit emprunter \$10,000 mais qu'il aura une voiture qui fonctionnera toujours, en 1990, avec de l'alcool. Alors que cette dépense sera effectuée à partir des épargnes individuelles ou des emprunts, dans l'autre solution, le gouvernement adopterait une politique globale et devrait donc contracter des emprunts massifs ou imposer des augmentations énormes de la masse monétaire, ce qui aurait une incidence inflationniste considérable.

Je ne sais pas quelles pourraient être les conséquences de deux solutions aussi différentes. Peut-être n'y en a-t-il pas? Je veux simplement dire que je voudrais bien être économiste, pour le savoir.

**M. Cornell:** De toute façon, dans les deux cas, il y aura une réduction sensible de la consommation. Cela pourra se faire, soit par une augmentation des impôts, soit par un transfert de dépenses à la consommation vers l'achat d'une nouvelle automobile.

**M. MacBain:** Il n'y a donc peut-être pas tellement de différence . . .

**M. Cornell:** Les conséquences seraient certainement très différentes.

**M. MacBain:** C'est précisément ce que je veux savoir.

**M. Cornell:** La première différence concernerait la répartition du revenu.

**Le président:** Deux de nos chercheurs voudraient poser des questions. Tout d'abord, puisqu'il s'agit d'économie, je donne la parole à M<sup>lle</sup> Judy Beange.

**Mme Judith Beange (économiste, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Peut-être que le modèle CANDIDE pourrait fournir au comité une base adéquate pour sa recherche des décisions que devrait prendre le Canada en ce qui concerne d'autres ressources énergétiques. Par contre, je ne sais pas si le Conseil économique fait beaucoup de travaux sur ce type de décision. Le modèle CANDIDE pourrait ne pas être adéquat pour fournir des informations là-dessus, étant donné l'incertitude qui caractérise actuellement le secteur des nouvelles ressources énergétiques. Pourriez-vous cependant me dire si vous faites des recherches dans ce domaine?

**M. Preston:** Le modèle est probablement fort bien adapté pour tester des scénarios tels que ceux que nous avons présentés aujourd'hui. Il l'est peut-être moins pour analyser des questions telles que les substitutions entre diverses sortes de

## [Texte]

model is less suited. There are models around town that are suited to that kind of analysis, though—at Energy, Mines and Resources, in particular.

To find out whether the model is suited to answer a given question, though, we just have to articulate the question, and then we go back and we look and we look and we give some indication to you whether or not we think it is a fair question to ask the system. If we do not, we tell you.

**Mrs. Beange:** It could possibly show the impact in reduced consumption of petroleum, something of this type, but nothing very definite.

**Mr. Preston:** Inter-fuel substitution, reduced demand, let us say personal consumption of fuels for cars and for home heating: we do have the facility for showing you the impact of literally changing the recipe any one industry uses to make the kinds of things it makes. We could show you a simulation which would introduce new steel-making technology that would be more energy efficient, or new food-making technology that would be more energy efficient. But if you think these are hard to understand, wait until you see those, because there we are talking about going into the model and telling the model that the way you made steel, where for every ton of steel you made you used so much oxygen and so much coal and so much iron ore—we are going to tell you a completely new recipe and we are going to force this whole economy to solve itself around a new steel recipe. Sometimes you get counter intuitive results out. New recipes are not as good for employment as you might think they are. There might be employment savings.

This is not on the subject, but we ran through a scenario assuming that Canada went completely to returnable bottles; did completely away with packaging anything in paper; right back to all returnable bottles. It had disastrous effects for the glass industry and tremendous effects for the forestry industry. The net effect was to increase employment, only because productivity in the forestry industry happened to be less than in the glass industry.

• 1310

**Mr. Dennis Paproski (Director, Seventeenth Review, Economic Council of Canada):** I think there are other points too. Basically, what we end up with is a perception of reality that says a great deal of energy goes into industrial production and into manufacturing in particular, which is about the biggest myth I have heard in a long time. About 2 per cent of total costs of the manufacturing industry are energy, 65 per cent of which are electricity. The amount of petroleum that goes into most industries is just a very piddling amount. What advantage, somebody asked, do we get from having a lower domestic oil price? Very little in the manufacturing sector.

**Mr. Gurbin:** We are told that in Ontario it is between 9 and 12 per cent. I know it varies from industry to industry.

## [Traduction]

combustibles de remplacement et le recours à d'autres ressources énergétiques. Par contre, il existe d'autres modèles, notamment au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, adaptés pour ce genre d'analyse.

Si vous nous posez une question précise, nous pouvons fort bien l'analyser grâce au modèle et vous dire si ce dernier peut y répondre ou non.

**Mme Beange:** Le modèle pourrait peut-être indiquer qu'il y aura, par exemple, une diminution de la consommation de pétrole, sans donner d'indication très précise.

**M. Preston:** Si l'on parle de substitution entre divers types de combustibles, de réduction de la demande et de consommation individuelle, pour les automobiles et le chauffage, par exemple, nous pouvons fort bien vous dire ce que serait l'incidence de telle ou telle décision dans ce domaine. Ainsi, nous pourrions vous dire quelles seraient les conséquences de l'utilisation de nouvelles technologies de fabrication de l'acier ou de production alimentaire consommant moins d'énergie. Si vous pensez que les problèmes énergétiques sont difficiles à comprendre, qu'allez-vous dire si nous imposons au modèle une nouvelle méthode de fabrication de l'acier, par exemple? Nous pourrions demander au modèle de remplacer la méthode traditionnelle, basée sur une quantité donnée de minerais, d'oxygène, de charbon, etc., et lui demander de reformuler toute l'économie autour de cette nouvelle méthode. De fait, cela aboutit parfois à des résultats contraires à ceux qu'on aurait prévus et l'on constate que de nouvelles méthodes ne sont peut-être pas aussi bonnes qu'on aurait pu le penser, sur le plan de l'emploi, par exemple.

Bien que je m'écarte un peu du sujet, je puis vous dire que nous avons examiné, avec votre modèle, un scénario selon lequel le Canada adopterait un système généralisé de bouteilles consignées. Cela signifiait que l'on abandonnait complètement les emballages en papier et que l'on revenait, partout, aux bouteilles consignées. Cela avait un effet désastreux pour l'industrie du verre mais c'était une aubaine fantastique pour l'industrie de la forêt. Le résultat net était une augmentation de l'emploi, parce que la productivité dans l'industrie forestière était inférieure à celle de l'industrie verrière.

**M. Dennis Paproski (directeur, Dix-septième rapport, Conseil économique du Canada):** On peut d'ailleurs faire d'autres remarques dans ce contexte. En effet, l'une des idées les plus couramment acceptées est que la production industrielle et la fabrication utilisent énormément d'énergie. Or, il s'agit là d'un mythe. En effet, l'énergie ne représente qu'environ 2 p. 100 du coût total de l'industrie de la fabrication, dont 65 p. 100 concernent l'électricité. Les quantités de pétrole utilisées par la plupart des entreprises sont donc très mineures. Quelqu'un s'est donc demandé quel avantage nous avons à avoir un prix national du pétrole relativement bas. Ma réponse est que cet avantage est très minime, en ce qui concerne le secteur de la fabrication.

**M. Gurbin:** On nous a dit qu'en Ontario cela représentait entre 9 et 12 p. 100. Je sais que cela varie d'une industrie à l'autre.



*[Text]*

**Mr. Paproski:** It depends on the industries you are taking. Certainly it goes up as high as 11 per cent for transportation.

**Mr. Gurbin:** But the over-all average in Ontario, in my understanding, is 9 to 12 per cent.

**Mr. Paproski:** They have the big energy users. The pulp and paper industry, the iron and steel industry, transportation and chemicals, are all gigantic users of energy.

**Mr. Gurbin:** Maybe you could clarify that figure so that I am not mistaken.

**Mr. Preston:** The other point is that low-priced oil subsidizes people who drive automobiles.

**Mr. Paproski:** I have the figures because I thought you would ask the question. In basic terms, in 1978 the price of petroleum, the gasoline you put in your car, increased about 37 per cent less than the general CPI. In other words, when the price of food was rising faster, when the price of housing was rising faster, we subsidized oil for car drivers. In fact, the price of oil for car drivers has been going up at nowhere near the rate of the price of heating fuel. Primarily, the provincial taxes on fuel are a flat rate; 5 cents per litre or whatever it is per litre. These do not change unless they make a deliberate change. They are not a percentage of either the wholesale or the retail price.

Consequently, consumers are being confused by market signals which tell you to drive more cars and eat less food, dress less, and I suggest to you that this is a perverse way of getting across the message that we should be conserving on fuel. And people are being subsidized a little bit in household heating fuels. You talk about substitution. In three of the last five years, electricity and natural gas have increased faster than household heating fuel. What sort of a signal does that give you? What is the inducement to switch from oil to natural gas or to electricity or something else? I would say it is very little. It is not that the market is not working, it is that it is not being allowed to work. That is what is happening. The signals are all coming through differently from the scarcity of the resources.

**Mr. Gurbin:** Price affects consumption.

**Mr. Paproski:** How can I tell that? The fact is that we are subsidizing motor fuel, and Canada is the only country in the world where we seem to be increasing our consumption of motor fuel.

**Mr. Preston:** That subsidy goes back to that issue of debt in the long run. The subsidy is paid for essentially by borrowing because they cannot finance the subsidy out of general revenues, so the instrument is held by those who have assets. So we subsidize people to use, the government subsidizes them by borrowing, I hold the instrument because I have a wealthy asset, and I earn interest as a result of the government holding

*[Translation]*

**M. Paproski:** Évidemment, tout dépend des industries examinées. Ainsi, cela peut aller jusqu'à 11 p. 100 pour l'industrie des transports.

**M. Gurbin:** Oui, mais d'après mes informations, la moyenne globale, en Ontario, est de 9 à 12 p. 100.

**M. Paproski:** C'est parce que cette province a les gros secteurs de consommation énergétique, tels que les pâtes et papiers, l'acier, les transports et les produits chimiques.

**M. Gurbin:** Peut-être pourriez-vous donc me donner des chiffres plus précis, si les miens sont erronés.

**M. Preston:** L'autre remarque qu'il convient de faire est que le pétrole à bon marché représente une subvention pour les gens qui conduisent les automobiles.

**M. Paproski:** J'ai apporté les chiffres avec moi, car je savais bien que vous me poseriez cette question. De 1973 à 1978, le prix du pétrole, ou plutôt de l'essence, a augmenté de 37 p. 100 de moins que l'indice des prix à la consommation. En d'autres termes, les prix des produits alimentaires et les prix du logement ont augmenté plus vite, pendant la même période, ce qui signifie que l'on a subventionné l'essence. De plus, le prix de l'essence a augmenté bien moins vite que le prix du mazout, et cela parce que les taxes provinciales sur le mazout représentent un chiffre fixe, c'est-à-dire environ 5c. le litre. Cette taxe n'est donc pas un pourcentage du prix de base.

En conséquence, les signaux que reçoivent les consommateurs, à partir du marché libre, sont qu'ils devraient utiliser plus leurs automobiles mais manger moins, acheter moins de vêtements, etc. D'après moi, c'est une méthode tout à fait bizarre pour inciter les gens à conserver l'énergie. De fait, les gens sont également subventionnés, mais à un degré moindre, pour le mazout qu'ils utilisent pour chauffer leur maison. Puisque vous avez parlé de substitution entre produits énergétiques, je dois vous faire remarquer que pendant trois des cinq dernières années, les prix de l'électricité et du gaz naturel ont augmenté plus vite que ceux du mazout. Quelles conséquences pouvez-vous en tirer? Cela représente-t-il pour vous une incitation à remplacer votre mazout par du gaz naturel ou de l'électricité? A mon avis, non. J'en conclus donc non pas que le marché ne fonctionne pas mais qu'on ne lui permet pas de fonctionner. Les signaux que transmet le marché aux consommateurs ne reflètent pas la pénurie des ressources.

**M. Gurbin:** Mais le prix affecte la consommation.

**M. Paproski:** Je dirais simplement, à ce sujet, que nous subventionons l'essence, ce que nous sommes les seuls au monde à faire, ce qui nous amène à en augmenter notre consommation.

**M. Preston:** Cette notion de subvention me ramène d'ailleurs au problème de la dette à long terme. En effet, la subvention est essentiellement payée par les emprunts, puisqu'on ne peut pas la financer à partir des recettes générales du gouvernement. Donc, le gouvernement subventionne les utilisateurs d'essence en effectuant des emprunts mais ce sont les particuliers qui détiennent les biens réels, sur lesquels ils gagnent de



## [Texte]

down the price of something, which permits me to continue consuming in the future.

**Mr. Rose:** On that point, could you not be similarly critical of all kinds of schemes, unemployment insurance or progressive income tax, that tend to favour the affluent? You are saying that our debt sort of subsidizes the wealthy. You could broaden that to a whole range of things.

• 1315

**Mr. Preston:** Any program in which the net unemployment insurance funds are supposed to balance in the long run, so that revenues equal cost. It appears to me that the definite policy to hold oil prices low, to cause a subsidy to be paid, to cause a deficit to occur, to cause borrowing to occur, has the net effect of subsidizing the users of oil and rewarding that part of the income distribution that can afford to hold the asset.

**Mr. Rose:** Because they have no alternatives.

**Mr. Cornell:** Your question is quite correct though. This sort of thing does come up in connection with any government program: there are income redistributive effects. I think all we are saying here is that for any particular program it is wise to have some idea who is getting, who is losing and who is gaining.

**Mr. Rose:** There was a supplementary I think.

**The Chairman:** I think Miss Beange was still trying to get one more question. Does it cover—all right.

**Miss Beange:** I think that is all the questions I had. Perhaps we would get in touch with you later on to find out some of those questions.

**The Chairman:** All right.

On behalf of all members—I think we have had an outstanding presentation—I would like to congratulate Dr. Cornell, Dr. Preston, Mr. Paproski and Mrs. Cain.

I am sorry that we had not scheduled your appearance for a whole afternoon or the complete morning. However, we will be calling on you again and, once again, thank you very much.

This meeting is adjourned until 3 o'clock.

## AFTERNOON SITTING

• 1510

**The Chairman:** Could I have some order, please. I see a quorum.

We are happy this afternoon to have with us representatives from Imperial Oil Limited, and we have, from Imperial Oil, Mr. W. A. Bain, Manager, Energy Studies, Corporate Planning Services. I would like to welcome you to the committee, Mr. Bain, and perhaps you would care to introduce your

## [Traduction]

l'intérêt, puisque le gouvernement maintient le prix du produit à un niveau artificiellement bas, ce qui me permet de maintenir mon niveau de consommation.

**M. Rose:** Ne pourriez-vous pas porter les mêmes critiques à toutes sortes de politiques gouvernementales, telles que l'assurance-chômage ou l'impôt progressif sur le revenu, qui ont tendance à favoriser les riches? Vous dites en effet que notre dette représente une subvention déguisée pour les riches. Vous pourriez fort bien élargir ce principe à toutes sortes d'autres politiques.

**M. Preston:** Ce ne serait pas le cas pour un programme tel que l'assurance-chômage, dans lequel les cotisations sont censées équilibrer les prestations, à long terme. En d'autres mots, les recettes sont censées équilibrer les dépenses. Par contre, la politique qui consiste à maintenir le prix du pétrole artificiellement bas représente une subvention déguisée, entraîne la création d'un déficit et oblige le gouvernement à emprunter, ce qui a pour effet net de subventionner les utilisateurs de pétrole et de récompenser ceux qui, dans notre société, ont des revenus suffisants pour acheter les biens qui utilisent ce produit-là.

**M. Rose:** Parce qu'ils n'ont pas le choix.

**M. Cornell:** Votre question est cependant tout à fait juste. On retrouve ce genre de problème avec toutes sortes de programmes gouvernementaux, puisque beaucoup ont un certain effet sur la répartition des revenus. Tout ce que nous voulons dire c'est que, quel que soit le programme envisagé, il faudrait savoir avec précision qui obtient quoi, c'est-à-dire qui y gagne et qui y perd.

**M. Rose:** Je crois que c'était une question supplémentaire.

**Le président:** Je pense que M<sup>lle</sup> Beange voulait poser une autre question. Non? C'est tout?

**Mlle Beange:** En effet, monsieur le président. Peut-être pourrais-je prendre contact avec les témoins, plus tard, pour avoir des précisions.

**Le président:** Très bien.

Au nom de tous les membres du Comité, je voudrais remercier et féliciter MM. Cornell, Preston et Paproski, ainsi que M<sup>me</sup> Cain, pour une présentation exceptionnelle.

Je regrette que nous n'ayons pas pu vous consacrer tout un après-midi ou toute une matinée, mais soyez certains que nous aurons encore recours à vos services à l'avenir. Merci encore.

La séance est levée. On se reverra à 15 h.

## SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI

**Le président:** À l'ordre s'il vous plaît. Nous avons le quorum.

Nous avons le plaisir de recevoir cet après-midi les représentants de la compagnie pétrolière *Imperial Oil Limited* et en particulier M. W. A. Bain, directeur, Recherche énergétique, Planification générale. J'aimerais vous souhaiter la bienvenue devant ce comité, monsieur Bain et vous demanderais de nous

## [Text]

associates. We are happy that you could appear before us and are anxious to hear your testimony this afternoon. Welcome.

**Mr. W. A. Bain (Manager, Energy Studies, Corporate Planning Services, Imperial Oil Limited):** Thank you Mr. Chairman. On my right is Jim Cameron, Manager, Renewable Energy, a division of Corporate Planning in Imperial Oil, and on my left is Ian Campbell, who is an energy adviser in our energy study group.

Ladies and gentlemen, we would like to thank for the opportunity to appear before this special committee on alternative energy and oil substitution. We can appreciate the task that you have and we wish you success.

As an energy company, we monitor many of the activities going on in the energy area. The information and the data that we will be discussing with you today will not cover your entire mandate—it is very broad. We will, however, be able, I believe, to contribute in two areas.

The two areas that we would like to discuss with you today are, firstly, a review of our longrange energy outlook, which will identify the extent to which we believe oil substitution will be taking place in the future, and, the second area where we may be helpful, a review of our company's solar energy program, and Jim Cameron will speak to this.

• 1515

Our objective in reviewing the total energy outlook with you is because we believe you would want to have this kind of context in which to judge many of the energy alternates that you will be looking at over your deliberations. The numbers that we will be talking with you today by way of our energy outlook is consistent with what we are currently preparing for the National Energy Board submission, which is due in about one month's time, and it is also consistent with the company's internal planning for business and investment.

We will be referring to attachment 1, which you will find behind page 9 of the text that has been handed out to you. The energy tables shown on attachment 1 are given in trillions of BTUs; that is,  $10^{12}$  British thermal units. You will perhaps hear in some of your other testimony the word "petajoules". This is very similar: it is within 5 per cent of the petajoule.

Another handy relationship to keep in mind is that, if you divide the numbers on attachment 1 by 2, you will come up with the approximate equivalent in oil energy; so that a number of 3663 would be the equivalent of about 1,830,000 barrels per day. Okay? So, if we keep that in mind . . .

As shown on this attachment, for the residential sector, total energy requirements are expected to decrease slightly over the period primarily because of the energy efficient nature of all new housing units and the implementation of steps to improve the efficiency of today's housing stock.

The most significant factor in this projection, I believe you will agree, is that oil use is expected to decline dramatically over the period. Perhaps if we could refer to that table specifically, you will note that oil energy accounted for 429

## [Translation]

présenter vos collaborateurs. Nous sommes heureux que vous ayez pu répondre à notre invitation et nous sommes impatients d'entendre votre témoignage. Bienvenue.

**M. W. A. Bain (directeur, Recherche énergétique, Planification générale, compagnie pétrolière Impériale limitée):** Merci, monsieur le président. A ma droite se trouve Jim Cameron, directeur, Énergie renouvelable, Planification générale et à ma gauche, Ian Campbell, conseiller en matière d'énergie, Planification générale.

Mesdames et messieurs, je voudrais vous remercier de m'avoir donné l'occasion de comparaître devant ce comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole. Nous vous souhaitons le plus grand succès dans vos travaux.

La compagnie pétrolière Impériale limitée contrôle plusieurs activités dans le domaine énergétique. Les renseignements et données dont nous discuterons avec vous aujourd'hui ne relèvent pas tous de votre mandat, lequel est très vaste. Je crois que nous pourrions cependant vous être d'un certain secours sur deux points.

Nous aimerions tout d'abord discuter avec vous de nos prévisions sur le remplacement du pétrole dans les années à venir et d'autre part, nous vous donnerons un aperçu du programme de notre compagnie dans le domaine de l'énergie solaire. Je laisserai d'ailleurs M. Jim Cameron vous parler de ce programme.

En vous donnant un aperçu de l'ensemble de la situation énergétique, nous pensons que vous serez plus en mesure de juger les options de remplacement qui sont inscrites à l'ordre du jour de vos délibérations. Les prévisions que nous vous donnerons se trouvent également dans le rapport que nous rédigeons à l'intention de l'Office national de l'énergie, rapport qui sera prêt d'ici un mois. Ces extrapolations reflètent également les objectifs internes de planification de la compagnie en matière d'investissements et de transactions.

Nous ferons allusions à l'Annexe I, qui se trouve à la page 13 du document qui vous a été distribué. Les chiffres qui figurent à l'Annexe I sont exprimés en billions de BTU, c'est-à-dire  $10^{12}$  B.T.U. Vous entendrez peut-être également parler de «petajoules». C'est à peu près la même chose, à 5 p. 100 près.

D'autre part, si vous divisez par 2 les chiffres qui figurent à l'Annexe I, vous obtiendrez à peu près l'équivalent en pétrole; par exemple, le chiffre de 3,663 équivaudra à environ 1,830,000 barils de pétrole par jour. D'accord? Ne l'oubliez pas.

Comme l'indique l'Annexe I, nous prévoyons une légère diminution de besoins énergétiques globaux dans le secteur résidentiel au cours des 20 prochaines années. Cette baisse est surtout due à l'économie d'énergie réalisée dans les nouvelles habitations mieux conçues et à la mise en œuvre de mesures propres à mieux isoler les habitations existantes.

L'élément le plus important qui ressort de ces prévisions, et je suis certain que vous serez d'accord avec moi sur ce point, est la perspective d'une diminution rapide de la consommation de pétrole. Si vous vous reportez à cette Annexe, vous verrez



**[Texte]**

trillion BTUs in 1980 in the residential sector. We are projecting that that will decline to only 127 trillion BTUs, or the energy equivalent of about 60,000 barrels per day, by the end of the century. Oil will only meet 10 per cent of the residential sector's energy demand at that time.

Solar energy is expected to make a contribution. Jim Cameron will show you some of the technology that we use in making this projection. The solar energy contribution is shown as a memo item at the bottom of the sheet, and it is shown as 135 trillion BTUs in the year 2000. There will be, in spite of what the table says, some contribution in 1990 and in 1995 but we have not yet worked it out.

Within the residential sector, natural gas will grow moderately, and, as you will see, electricity is the growth fuel of the residential sector.

Turning now to commercial: this sector covers buildings, such as educational facilities, hospitals and stores. Energy use in this sector, as you would expect, tends to grow with the growth in economic activity. This growth rate, though, is moderated by improved efficiency of new units, which will utilize the free heat from people, lights, machinery and passive solar energy.

The energy source for these new energy-efficient, well-designed buildings will be electricity, not to supply heat, but to remove free heat around the building from where it is not needed to where it is needed. As a result, we expect that electricity will capture almost all the growth in the commercial sector. And, similar to the residential projection, oil will decline, and by the end of the 1990s will account for less than 5 per cent of the energy used in the commercial sector in Canada.

Transportation is a different story. The transportation sector, which accounts for about 20 per cent of all energy requirements, is totally oil-related. This does not rule out some small contributions from electric cars and other modes of transportation, but the bulk of the transportation, as we see it, is going to continue to be liquid-fuel oriented; and that, of course, would include propane, and it could include, of course, liquefied, highpressure natural gas.

• 1520

Today's requirements in the transportation sector of 1,941 trillion BTUs is equivalent to about 915,000 barrels per day, and that, as you recall, is about 50 per cent of all the oil used in Canada. The three key variables that influence this transportation sector, and in particular the automotive outlook, are the miles per gallon, the average miles driven per licensed driver and the number of licensed drivers.

The forecast that we have shown you here assumes, as I mentioned, some use of propane, up to a level of about 5 per cent of the personal transportation and commercial transporta-

**[Traduction]**

qu'en 1980, la consommation de pétrole par le secteur résidentiel représentait 429 billions de B.T.U. Nous prévoyons que cette consommation ne sera que de 127 billions de B.T.U., soit environ 60,000 barils de pétrole par jour, d'ici la fin du siècle. En l'an 2000, il est à prévoir que le pétrole couvrira seulement 10 p. 100 des besoins énergétiques de ce secteur.

Selon nos prévisions, la part représentée par l'énergie solaire sera encore modeste. Jim Cameron vous expliquera la méthode que nous avons employée pour faire ces extrapolations. La part de l'énergie solaire apparaît au bas de cette Annexe, et on prévoit qu'elle sera d'environ 135 billions de B.T.U. en l'an 2000. Contrairement à ce qu'indique l'Annexe, l'énergie solaire sera également exploitée en 1990 et 1995, mais nous n'avons pas encore calculé sa contribution.

Dans le secteur résidentiel, la consommation de gaz naturel augmentera modérément et, comme vous le verrez, c'est surtout la demande d'électricité qui croîtra le plus dans ce secteur.

Passons maintenant au secteur commercial: ce secteur comprend les établissements scolaires, les hôpitaux et les magasins. Dans ce secteur, on enregistrera une croissance de la consommation énergétique due à un accroissement des activités économiques. Cette croissance sera néanmoins modérée par la plus grande efficacité énergétique des nouveaux immeubles, qui utiliseront la chaleur dégagée par les occupants, l'éclairage, l'équipement et l'énergie solaire passive.

Ces nouveaux édifices commerciaux conçus en fonction d'une efficacité accrue utiliseront l'électricité comme source d'énergie, non pas pour fournir de la chaleur, mais pour faciliter la répartition de la chaleur dans les locaux. Par conséquent, nous prévoyons que l'électricité couvrira la demande croissante d'énergie du secteur commercial. Comme dans le secteur résidentiel, le rôle du pétrole ira probablement en décroissant pour couvrir d'ici la fin des années 90 moins de 5 p. 100 des besoins de ce secteur.

Quant au transport, c'est une autre histoire. Le secteur des transports représente 20 p. 100 de l'ensemble des besoins énergétiques et dépend entièrement du pétrole. Certaines voitures électriques ainsi que d'autres modes de transport vont certainement faire leur apparition, mais nous prévoyons que l'on continuera à utiliser des combustibles liquides pour les transports, comme par exemple le propane, le gaz naturel liquéfié ou sous pression.

Les besoins actuels évalués à 1,941 billions du B.T.U. équivalent à 915,000 barils par jour de pétrole, ce qui représente environ 50 p. 100 du pétrole utilisé au Canada. Les trois variables clés qui influent sur la consommation dans le secteur des transports, et concernent les voitures de tourisme, sont: le nombre de milles au gallon, la distance moyenne en ville parcourue par un conducteur détenteur d'un permis et le nombre de conducteurs ayant leur permis.

Comme je vous l'ai dit, cette extrapolation tient compte de la consommation de propane évaluée à environ 5 p. 100 de la consommation d'essence pour le transport personnel et com-



## [Text]

tion use. Within this sector we expect motor gasoline consumption to decline by about 25 per cent over the next 20 years. That is not to say there are not going to be up ticks as there were in 1979, but the general trend will be down as the efficiency of new cars overtakes, or more than compensates for, the growth in the number of drivers and miles driven.

The decline in motor gasoline consumption will be offset by strong growth in diesel for both road and other uses, and by turbo, airplane fuel; these are two growth sectors. But as you will see, in total the sector remains fairly constant over the outlook period in terms of its total consumption. Motor gasoline declines, diesel and aviation fuel increase.

Turning to the industrial sector, energy use here, as we would expect, grows with the economy. The stronger the economy, the more energy is used in the factories. This, however, has been and will continue to be offset by some savings from conservation. I think you probably have all heard about the conservation success there has been in Canada to date, and the industrial sector is a good example. The targets that were set for 1982, of some 12 per cent improvement over the 1972 average use, have already been achieved and they have re-established targets in the 15 to 20 per cent range for the mid-nineteen-eighties. I think that is one message we would like to leave with you, and that is that conservation is taking place in Canada in all sectors. The price mechanism, while it has not been large, is working.

Oil use in the industrial sector is predominantly heavy fuel oil and diesel fuel. The diesel use grows with the economy whereas heavy fuel oil declines, because of conservation but more importantly because of substitution by natural gas for heavy fuel oil use. Another important component of the industrial outlook is the use for petrochemical feed stocks. This we see as a growth industry in Canada and we are projecting it at 4.5 per cent per year.

That pretty well covers the demand comments we wanted to make. Just one quick comment on the supply outlook.

Our projections are not yet complete. The projections of supply from the southern basin, that is, Alberta, Saskatchewan, British Columbia and Manitoba, are only marginally different from what they have been before. We expect and hope that there will be a strong program for oil sands development and that should, by the late nineteen-eighties, return the produceability of conventional and synthetic oils in Canada to the level that we attained in 1978 and 1979, that is, 1.5 to 1.8 million barrels per day.

In addition, our company is not in on the major plays that we read about in the press, particularly the east coast, and we can only speculate there. But if there is any prospect you feel

## [Translation]

mercial. Dans l'ensemble du secteur des transports, nous prévoyons une baisse de la consommation d'essence d'environ 25 p. 100 au cours des 20 prochaines années. Cela ne signifie pas qu'il n'y aura plus de crise passagère comme en 1979, mais la tendance générale sera à la baisse. L'efficacité énergétique des nouvelles voitures compensera l'augmentation du nombre des conducteurs et des milles parcourus.

La diminution de la consommation d'essence sera compensée par un fort accroissement de la consommation du carburant diésel pour le transport routier et autre, et des turbo-combustibles pour le transport aérien. Ce sont là deux secteurs de croissance. Comme vous le voyez, la consommation globale de ce secteur demeure relativement constante au cours de la période étudiée. La consommation d'essence diminue tandis que la consommation de diésel et de turbo-combustible augmente.

Passons maintenant au secteur industriel. Comme on pourrait s'y attendre, la consommation d'énergie dans l'industrie suit le rythme de la croissance économique. Plus l'économie est forte, plus les usines consomment d'énergie. Néanmoins, cette augmentation continuera à être compensée par les économies réalisées en conservant l'énergie. Vous avez certainement entendu parler du succès de la conservation au Canada. Le secteur industriel est un bon exemple. Les objectifs d'une réduction de 12 p. 100 de la consommation en 1982 par rapport à la moyenne de 1972, ont déjà été atteints et les objectifs fixés pour le milieu des années 1980 ont d'ores et déjà été fixés à 15 à 20 p. 100. C'est une bonne nouvelle que nous sommes heureux de vous apprendre: la conservation de l'énergie est une réalité dans tous les secteurs canadiens. D'autre part, le mécanisme des prix continue à jouer, bien que son rôle ne soit pas très important.

Dans le secteur industriel, la consommation de pétrole est représentée surtout par les huiles lourdes et le carburant diésel. La consommation de carburant diésel croîtra au rythme de l'économie tandis qu'on enregistrera une baisse de la consommation d'huile lourde à cause des efforts de conservation, mais surtout à cause du remplacement des huiles lourdes par le gaz naturel. Nous prévoyons également une augmentation de la consommation des charges d'alimentation pétrochimique, qui sera de 4.5 p. 100 par an au cours de la période envisagée.

Je crois que cela couvre tout ce que j'avais à dire au sujet de la demande. J'aimerais maintenant vous parler des perspectives en matière de réserves énergétiques.

Les extrapolations de notre compagnie ne sont pas encore terminées. Nos prévisions en matière des réserves du bassin sud, qui couvrent l'Alberta, la Saskatchewan, la Colombie-Britannique et le Manitoba, ne seront guère différentes de ce qu'elles étaient. Nous pensons et nous espérons que la mise en valeur des sables bitumineux sera accélérée et que nous reviendrons vers la fin des années 1980 au niveau de production des combustibles de synthèse et des combustibles classiques que nous avons atteint en 1978 et 1979, c'est-à-dire 1.5 à 1.8 million de barils par jour.

D'autre part, notre compagnie ne participe pas aux grandes découvertes relatées dans la presse, découvertes qui concernent surtout la côte est. Nous ne pouvons que conjecturer. Mais si

**[Texte]**

confident about the east coast, it is very easy to project oil self-sufficiency for Canada by the nineteen-nineties, because in total our oil projection, as you can see from table 1, basically is a hold the line, zero growth in oil. It would actually decline over the next 10 years and increase moderately in the longer range.

If that hold the line on oil demand is maintained and the frontiers do come through, there is the prospect, as I expect we all hope for, of returning to self-sufficiency by the early nineteen-nineties. In this event, we expect that your committee would want to carefully weigh the odds of this happening, and if you feel there is any prospect of its happening you would not want to encourage the institution of uneconomic measures of oil substitution if at some time oil substitution is no longer required, say within 10 or 12 years.

• 1525

In summary, the demand sector analysis that we have done suggests two important points: one, the dominant fuel choice of the future is natural gas and electricity; and, secondly, oil is being displaced from many of the markets that are often considered as candidates for alternate energy forms.

Now, with that overview, as background, we would like to have Jim Cameron talk about our company's solar energy program.

**Mr. D. J. Cameron (Manager, Renewable Energy, Corporate Planning Services, Imperial Oil Limited):** In 1977, Imperial decided that solar energy is of long-term commercial importance, that space and water heating had the highest potential for successful commercialization in the medium term, and that it was appropriate to begin work immediately, because of the possibly long lead times for technology development. A research program was started in January 1978.

As the payout period is likely to be long for dollars spent today, we decided to maintain only a modest program, yet one large enough to obtain meaningful results. Since we could not identify which technologies would be the future winners, we decided to avoid specialization in narrow areas of technology.

The research program is being conducted at our research laboratories in Sarnia, Ontario. The two principal activities are the continued development of solar collector technology—both for air and liquid collectors—and thermal storage, with emphasis on long-term storage technology.

A commercial scale test facility on hot water systems was installed on the Finch Avenue marketing terminal in Toronto where solar energy is used to supplement oil for the truck-wash facilities.

We also signed a contract in 1979 with the University of Calgary whereby they would design and subsequently monitor the performance of a small solar research facility to be cons-

**[Traduction]**

les gisements découverts sur la côte est sont prometteurs, il est probable que le Canada atteigne son autonomie pétrolière aux alentours de 1990. D'après nos prévisions de l'Annexe I, nous pouvons nous attendre à une croissance nulle de la consommation pétrolière. En réalité, celle-ci va diminuer au cours des 10 prochaines années et reprendre de façon modérée à plus long terme.

Si la croissance de la demande pétrolière reste nulle et si les régions pionnières sont exploitées, nous pensons que le Canada pourra atteindre son autonomie pétrolière aux alentours de 1990. Dans cette éventualité, nous pensons que votre comité voudra étudier soigneusement tous les choix énergétiques, et si vous pensez que le Canada peut atteindre son autonomie pétrolière, j'espère que vous n'encouragez pas l'adoption de mesures peu rentables de remplacement du pétrole, si celui-ci n'a plus de raison d'être, disons d'ici 10 ou 12 ans.

En résumé, l'analyse de l'évolution de la demande énergétique conduit à deux conclusions importantes: premièrement, le combustible le plus demandé à l'avenir sera le gaz naturel ou l'électricité et, deuxièmement, le pétrole est sur le point d'être supplanté dans les secteurs qui pourraient faire appel aux énergies de remplacement.

Après vous avoir donné cet aperçu, j'aimerais maintenant demander à Jim Cameron de vous parler du programme solaire de notre compagnie.

**M. D. J. Cameron (directeur, Énergie renouvelable, Planification générale, compagnie pétrolière Impériale limitée):** En 1977, estimant que l'énergie solaire présentait un grand intérêt commercial à long terme et que le chauffage de l'eau et des locaux offrait les meilleures possibilités de commercialisation à moyen terme, l'Impériale a décidé qu'il était urgent d'entreprendre des travaux en ce domaine en raison des longs délais probables qu'exigerait la mise au point des techniques solaires. C'est ainsi qu'elle a mis sur pied un programme de recherches en janvier 1978.

Toutefois, compte tenu du fait que la période de récupération du capital investi pourrait être longue, la compagnie a opté pour un programme modeste, mais d'envergure suffisante pour obtenir des résultats significatifs. Par ailleurs, devant l'impossibilité de prévoir quelles techniques l'emporteront, l'Impériale a décidé de ne pas cantonner dans des domaines trop spécialisés.

Les recherches, qui se poursuivent actuellement aux laboratoires de Sarnia, en Ontario, portent sur deux aspects principaux: le développement des techniques relatives aux capteurs solaires (à air et à liquide), et le stockage de la chaleur (à long terme, plus particulièrement).

A titre expérimental, le terminal de distribution de l'avenue Finch, à Toronto, a été doté d'une installation pilote utilisant l'énergie solaire pour chauffer l'eau destinée au lavage des camions et servant d'appoint au chauffe-eau à mazout.

En outre, la compagnie a signé, en 1979, un contrat avec l'Université de Calgary, pour la conception et le contrôle du rendement en service d'un petit système solaire expérimental



## [Text]

tructured on the roof of the new Esso Resources office building in Calgary.

In 1978, the first year of our program, we spent about \$350,000 and finished the year with a staff of four committed to the solar program. Other company personnel are used from time to time on a full- or part-time basis, but these have not been included.

In 1979, the program more than doubled to about \$800,000, and in 1980 we expect to have more than a 50 per cent increase to \$1.4 million. Today, we have a full-time staff of 12. This program is, we believe, one of the largest privately-funded solar programs in Canada.

The challenge of how to use solar energy has been addressed by many people and, generally, with similar answers. In the early days of solar energy application, the principal area of concern was the active solar system; in other words, a system that went out and mechanically attempted to harvest the sunshine. These active systems divided into low technology systems which produced heat alone and high technology systems which produced electricity. At the same time, a school of thought was developing in the architectural community which suggested that the entire living space become the solar collector and that every effort be made to passively trap within the solar collector the radiant energy that was available to it.

Analysis of the possible applications for active solar systems generally concluded that domestic hot water heating provided the best opportunity, simply because of the large potential market and the year round use of the equipment.

Let me describe for you, briefly, a typical solar domestic hot water system, and I would draw your attention to Attachment 2 in the material that you have received.

As shown on Attachment 2, an active solar system for domestic hot water consists of a collector, usually mounted on the roof, a storage tank in the basement, some interconnecting piping, with a pump and an expansion tank. The heat storage tank in the basement requires an internal heat exchanger and thus is not a standard off-the-shelf water tank.

There are many pieces in this system, and it has proven to be very labour-intensive to install. In addition, the device requires fairly complex controls. It is very easy to lose the heat that has been collected in the solar system; thus, a high level of insulation is required on the interconnecting piping loop as well as the storage tank in the basement. This makes these items expensive.

## [Translation]

qui sera construit sur le toit du nouvel immeuble administratif d'Esso Ressources à Calgary.

Au cours de 1978, première année du programme, la compagnie a dépensé \$350,000. A la fin de 1978, quatre employés de la compagnie étaient affectés à demeure au programme. D'autres membres du personnel furent mobilisés de temps à autre, à temps plein ou à temps partiel, mais nous ne les avons pas inclus dans nos chiffres.

En 1979, les dépenses au titre de ce programme ont plus que doublé pour atteindre environ \$800,000. En 1980, la compagnie prévoit dépenser 1.4 million de dollars, soit une augmentation de plus de 50 p. 100 par rapport à 1979. A l'heure actuelle, l'équipe affectée au programme à titre permanent se compose de 12 employés. Le programme solaire de l'Impériale est, croyons-nous, le plus vaste programme à financement privé au Canada.

Beaucoup se sont attaqués au défi posé par l'exploitation de l'énergie solaire et, généralement, les solutions proposées ont été les mêmes. Lorsqu'on a commencé à utiliser l'énergie solaire, l'intérêt s'est porté surtout sur les systèmes solaires «actifs», en d'autres termes, des systèmes qui «allaient à la rencontre du soleil» et s'efforçaient par des moyens mécaniques d'en recueillir l'énergie. Ces systèmes se divisaient en deux catégories: le système de «bas de gamme», qui se contentait de produire de la chaleur, et le système de «haut de gamme», qui produisait de l'électricité. Parallèlement, un mouvement se dessinait dans les milieux d'architecture et faisait école. Ses adeptes préconisaient l'utilisation de tout l'espace habitable comme capteur solaires et d'emprisonnement» (méthode passive) de toute l'énergie solaire dont on disposait.

En analysant les applications possibles des systèmes solaires «actifs», on en est venu généralement à la conclusion que le chauffage de l'eau sanitaire représentait l'application la plus intéressante, d'une part à cause de son vaste marché potentiel et, d'autre part, à cause de la possibilité d'utiliser l'équipement toute l'année.

Nous allons maintenant examiner brièvement les caractéristiques d'un chauffe-eau solaire à usage domestique, et j'aimerais attirer votre attention à l'Annexe II du rapport que vous avez reçu.

Comme l'illustre le schéma de l'Annexe II, le concept actif pour le chauffage de l'eau sanitaire se compose de capteurs-plans, généralement installés sur le toit, d'un réservoir de stockage situé au sous-sol, d'un circulateur, d'une pompe et d'un vase d'expansion. Le réservoir de stockage comporte, à l'intérieur, un échangeur de chaleur, qui le distingue du classique réservoir à eau.

L'installation d'un chauffe-eau solaire de ce type nécessite une main-d'œuvre importante car il est composé de nombreux éléments. En outre, cette installation exige la mise en place d'un ensemble régulateur assez complexe. Il peut y avoir très facilement déperdition de chaleur, c'est pourquoi, le circulateur comme le réservoir de stockage doivent avoir une très bonne isolation. Par conséquent, ces éléments coûtent chers.



## [Texte]

• 1530

I would now like to draw your attention to Attachment 3. In simple terms, the economics of domestic hot water systems can be looked at as shown in this attachment. The solar collectors comprise about 29 per cent of the total system cost, the solar loop piping and installation about 43 per cent of the cost, and the heat storage tank in the basement about 28 per cent of the cost. If we extend these out to a consumer system, which may cost approximately \$3,000, you can see that a significant portion of the cost is not of a strictly solar nature. The operating costs of this system look to be about \$50 a year, split between \$40 worth of annual maintenance and perhaps \$10 worth of electricity consumed by the pump and controller. The obvious question is the level of perceived benefits of this system to the consumer.

A solar system like this will collect about 10 million BTU's per year. If you bought the energy instead from the electrical utility at 3 cents per kilowatt hour, it would cost about \$90; or at \$3 per thousand cubic feet of gas burned at 65 per cent efficiency in a water heater, about \$50. So the net benefit after you subtract the annual operating cost is about \$40 per year when compared with electricity, and break even or of no benefit when compared with natural gas. Obviously these economics are not very good, and the worst part of it is that they do not take into account any consideration of the cost of the money that is invested in the solar system.

Turning now to space heating, this is perhaps closest to the heart of the solar energy business. With a well-insulated home, the space heating requirements are concentrated in the months of November, December, January and February. Unfortunately, these are the months with the poorest solar heating conditions. There is, however, more than sufficient solar energy falling on a house in the summer months to heat the house in the winter. The problem is one of transferring the heat economically from the summer to the winter. To effect this transfer requires an annual storage system.

Most solar space heating demonstrations have used a small energy-storage unit with sufficient capacity to carry the heating load for one or two sunless days. This short-term energy storage has proved itself to be an effective technique, although the economics of the resulting system are still below expectations. We are continuing to work in our research laboratories to identify suitable materials and methods to create efficient annual and short-term energy storage.

As another part of the research and development program followed by Imperial Oil, we have been looking at the development of a high-performance air collector. Air collectors are more forgiving than liquid systems in that they do not require freeze protection. However, they have their own set of problems, and these we are addressing.

I would like now to draw your attention to the four photographs that are attached at the back of the material we have presented. These are photographs taken of Imperial facilities. The first photograph shows our solar test facility, which is

## [Traduction]

Je voudrais maintenant attirer votre attention sur l'Annexe III, qui résume de façon schématique le profil économique des chauffe-eau à usage domestique. Les capteurs solaires représentent 29 p. 100 du prix total de l'installation, le circulateur et son installation 43 p. 100 environ, et le réservoir de stockage de la chaleur 28 p. 100 environ. Si l'on applique ces données à une installation moyenne, qui peut coûter approximativement \$3,000, on s'aperçoit qu'une fraction importante du coût n'est pas liée à proprement parler au fait que l'installation utilise l'énergie solaire. En moyenne, les frais d'exploitation d'une installation de ce type s'élèvent à environ \$50 par an, répartis entre les frais annuels d'entretien (\$40) et le coût de l'électricité consommée par la pompe et l'ensemble régulateur (\$10). Il reste la question importante des avantages offerts au consommateur par l'installation.

Un système solaire de ce type capte environ 10 millions de B.T.U. par an. La même quantité d'énergie achetée à une entreprise d'électricité, à 3c. le kilowatt-heure, coûterait environ \$90 et l'équivalent en gaz, à \$3 le millier de pieds cubes (efficace à 65 p. 100 sur un chauffe-eau), environ \$50. Par conséquent, le bénéfice net réalisé après déduction des frais d'exploitation est d'environ \$40 par an par rapport à l'électricité, et nul par rapport au gaz naturel. Évidemment, ces chiffres ne semblent pas très avantageux et, surtout, ne tiennent pas compte du capital investi dans le système solaire.

Avec le chauffage des locaux, nous entrons au cœur du problème de l'exploitation de l'énergie solaire. En plus d'exiger une bonne isolation, le chauffage des locaux se fait surtout durant les mois de novembre, décembre, janvier et février, qui sont les mois les moins ensoleillés de l'année et, donc, les moins propices au chauffage solaire. Pourtant, le rayonnement solaire est suffisamment important pendant l'été pour permettre de chauffer des locaux pendant l'hiver. Le problème est de transférer, sans trop de frais, la chaleur reçue en été sur la période d'hiver. Ce transfert nécessite l'installation d'un système d'accumulation inter-saisonnier.

La plupart des installations de chauffage des locaux par l'énergie solaire sont dotées d'un petit accumulateur capable de fournir l'énergie nécessaire au chauffage des locaux pendant un jour ou deux sans soleil. L'accumulation de l'énergie à court terme a donné de bons résultats même si la rentabilité à été décevante. Nos laboratoires de recherches poursuivent leurs travaux pour trouver les matériaux et les méthodes propres à l'accumulation de l'énergie, que ce soit sur une base inter-saisonnière ou à court terme.

Par ailleurs, l'Impériale envisage, dans le cadre de son programme de recherche et développement, de mettre au point un capteur à air à haut rendement. L'avantage des capteurs à air par rapport aux capteurs à liquide c'est qu'il n'ont besoin d'aucune protection contre le gel. Par contre, les capteurs à air ont aussi leurs inconvénients.

Je voudrais maintenant attirer votre attention sur les quatre photos jointes à la fin du document que nous vous avons remis. Ces photos représentent les installations de l'Impériale. La première représente les installations solaires expérimentales

*[Text]*

located on the roof of our research building in Sarnia. We have the capability to simultaneously test two flat-plate liquid collectors. The system is sophisticated and, we believe, one of the best in the country. The facility has the capability of tracking the sun. By that, I mean if the sun is where the screen is in the morning, tilts and tracks continuously; if there is no sun, then it turns so many degrees an hour.

• 1535

The next photograph shows another facility in Sarnia. This facility is located, as you can see from the tanks in the background, within the Sarnia refinery. The system was originally installed as a commercial system to preheat water for a luncheon locker room. We have found, since the initial installation, that we would get more use out of it by increasing the instrumentation and converting it into a full research-test facility. That is now being done. We have the capability there to simultaneously test four flat-plate collectors.

The third photograph shows our largest facility. This is the truck-wash facility in our Finch Avenue terminal in Toronto. We have at this location about 960 square feet of flat-plate collector. It is designed primarily with research objectives in mind, although the water that is heated there is used to wash trucks.

We have spent substantial sums on the monitoring of the equipment and we can, with this facility, follow the performance of eight systems simultaneously. At the moment, we have five different systems located on that site.

The last photograph is a close-up of some of the panels at the Finch Avenue marketing facility.

I think we should address some of the expectations that people had for solar systems in the beginning. The obvious one was that mass production would significantly lower the price of hardware. We all expected that gas and electricity would closely track oil pricing and we all had high expectations for the solar energy harvest.

With today's systems, most of the hardware costs occur in nonsolar components, most of which are already mass-produced and therefore cannot be significantly reduced in cost by the solar system manufacturers. The large site labour component can be reduced with good systems design but only to a small extent.

Many of the early solar systems were sold at a discount directly from the manufacturer to the consumer. There were no merchandising or service costs included or profit, certainly not any realistic warranty costs. The effect of conservation on the demand for electricity and the surplus of natural gas has kept energy prices low. The solar energy harvest has generally been below expectations, largely, we believe, because the adverse effect of our cold climate was greater than expected.

*[Translation]*

situées sur le toit de notre laboratoire de Sarnia. Nous pouvons tester simultanément deux capteurs plans à liquide. Il s'agit d'un système complexe qui, je crois, est le plus avancé du pays. Cette installation suit la course du soleil. Je veux dire par là que si le matin l'écran est orienté du côté du soleil, il pivote pour le suivre en permanence. Si le temps est couvert, il tourne d'un nombre donné de degrés par heure.

La photo suivante montre une autre installation de Sarnia. Comme vous pouvez le constater par la présence des réservoirs à l'arrière-plan, cette installation se trouve à l'intérieur de la raffinerie. Il s'agissait à l'origine d'un système commercial conçu pour chauffer l'eau d'un vestiaire. Depuis lors, nous avons constaté qu'il serait plus rentable d'en augmenter les instruments et de les transformer en une installation complète de recherche. C'est actuellement le cas. Nous pouvons tester simultanément quatre capteurs plans.

Le troisième cliché vous montre notre installation la plus vaste, qui sert au lavage des camions et qui se trouve sur nos hangars de l'avenue Finch, à Toronto. La superficie des capteurs-plans y atteint 960 pieds carrés. Le but est de s'en servir principalement pour la recherche bien que l'eau ainsi chauffée soit utilisée pour laver les camions.

Nous avons consacré énormément d'argent aux appareils de mesure dont est doté ce matériel, ce qui nous permet de suivre simultanément le rendement de huit systèmes. Il existe actuellement cinq systèmes différents à cet endroit.

La dernière photo est un plan rapproché de certains panneaux situés sur les locaux commerciaux de l'avenue Finch.

Il serait maintenant utile d'examiner quelques-unes des raisons qui incitaient, au début, à miser sur l'énergie solaire. Tout d'abord, on pensait que la production en série diminuerait sensiblement le coût du matériel «solaire». Ensuite, nous étions tous persuadés que les prix du gaz et de l'électricité suivraient de près ceux du pétrole. Enfin, nous pensions tous que le pourcentage de chaleur captée par rapport à la quantité totale d'énergie solaire rayonnée sur les capteurs-plans serait très élevée.

Actuellement, les éléments «non solaires» représentent la plus grande partie du prix d'une installation solaire. Ces éléments sont déjà, pour la plupart, produits en grande série et il ne faut donc pas compter que les fabricants pourront en réduire sensiblement le prix. On pourra, dans une faible mesure, réduire la main-d'œuvre grâce à une conception efficace des systèmes.

Parmi les premières installations solaires mises sur le marché, nombreuses furent celles vendues au rabais, directement du producteur au consommateur, sans frais de commercialisation ou d'entretien et sans bénéfices pour le fabricant, en tout cas, sans calculs réalistes des frais engagés au titre des garanties sur l'installation. Par ailleurs, l'effet des mesures d'économies de l'énergie sur la demande d'électricité et le surplus de gaz naturel ont maintenu les prix de l'énergie à un niveau relativement bas. Enfin, le pourcentage de captage de l'énergie solaire a été généralement plus bas que prévu, car on



[Texte]

In summary, our analysis of the Canadian solar energy industry suggest that it is developing but is far from mature. The ability exists within the industry to design, build and install working systems. Unfortunately, today's products, with the exception of swimming pool heaters, are not cost effective. From the evidence we have, it appears that the cost of solar systems is not declining. At this time, we feel some significant, new technology needs to be brought to the marketplace.

We are continuing with research and development programs with the expectation that research will lead to the breakthrough necessary to make active solar systems economic in Canada.

That concludes my presentation.

**The Chairman:** Thank you very much, gentlemen, for your brief. Before we go to questions, I would like to congratulate you on presenting your brief in both of Canada's official languages. Since this committee started its hearing, it is only the second time this has happened.

Is anybody waiting to question? If not, I have one or two, questions if the committee does not mind.

You talk about active solar heating, have you also looked into passive solar heating? Perhaps passive solar heating for the average size home would be more cost-effective than the active solar heating. Have you looked into this?

• 1540

**Mr. Cameron:** Let me explain a bit about this. The specific program I have described today is, of course, all active solar. We are in fact looking at and we are in fact involved in passive systems but to a fairly modest extent. We have an affiliate, Building Products of Canada, which is involved, as the name implies, in the building business, and we do sell equipment, insulation and other materials to the building trade which fit the general package of passive energy conservation. We do not have a substantial program in that area but it is one that we are giving consideration to at this moment.

**Mr. Bain:** Our energy demand projections reflect the assumption of a significant passive solar contribution in both the commercial and residential sectors.

**The Chairman:** But you are betting your money on the active more than the passive . . . No?

**Mr. Cameron:** No, I do not think that is . . . The difficulty with the passive system is that it is something you do not measure, in as much that the more you use the passive energy, the less you use the others. It is a rather difficult steer to corral. We believe that passive energy is good design and we would like to encourage that.

**The Chairman:** I have one more question on one of your tables here—attachment one—where you show the total Canadian energy demand, under Transportation, Oil. You do not show much of a difference between 1980 and 2000. In other

[Traduction]

n'avait pas accordé assez d'importance aux effets néfastes de notre climat rigoureux.

En résumé, la situation de l'énergie solaire au Canada indique qu'il s'agit là d'une industrie en plein développement, mais qui est loin d'avoir donné toutes ses promesses. Les fabricants ont prouvé qu'ils pouvaient concevoir, fabriquer et monter une installation opérationnelle. Malheureusement, à part les systèmes de chauffage pour piscines, l'industrie du solaire n'est pas rentable. Il semble, d'après nos renseignements, qu'il n'y aura aucune baisse dans le prix des installations solaires. Nous pensons que c'est maintenant le moment de mettre au point une nouvelle technologie.

La compagnie poursuit ses recherches dans ce domaine en espérant découvrir un moyen de rentabiliser les installations solaires de concept actif au Canada.

Voilà qui met fin à mon exposé.

**Le président:** Messieurs, je vous remercie de ce mémoire. Avant de passer aux questions, je tiens à vous féliciter de nous avoir communiqué ce document dans les deux langues officielles du Canada. C'est la deuxième fois seulement que cela se produit depuis le début de nos travaux.

Des questions? Sinon, je vais moi-même en poser une ou deux, si vous n'y voyez pas d'inconvénient.

Vous avez fait allusion au chauffage solaire actif. Avez-vous également étudié le chauffage solaire passif? Pour une maison moyenne, ce dernier pourrait s'avérer plus rentable que le concept actif. Vous êtes-vous penchés là-dessus?

**M. Cameron:** Permettez-moi de vous donner quelques explications à ce propos. Le programme que je viens de vous décrire est bien sûr entièrement actif. Néanmoins, nous nous intéressons aux systèmes passifs et nous y travaillons, mais à une échelle relativement modeste. Nous avons une filiale, *Building Products of Canada*, qui, comme son nom l'indique, s'occupe de la construction et nous vendons aux entreprises de bâtiments des matériaux, notamment des matériaux isolants, qui correspondent à la conservation passive de l'énergie. Dans ce domaine, notre programme n'est pas très étendu, mais nous nous y intéressons actuellement.

**M. Bain:** Nos prévisions portant sur la demande d'énergie se fondent sur un apport considérable d'énergie solaire passive, aussi bien dans le secteur commercial que résidentiel.

**Le président:** Mais vous misez davantage sur l'actif que sur le passif, n'est-ce pas?

**M. Cameron:** Non, je ne crois pas. Le système passif présente l'inconvénient de se soustraire à toute mesure, puisque plus on utilise l'énergie passive, et moins on a recours aux autres formes d'énergie. C'est une chose très difficile à maîtriser. Nous sommes persuadés de la valeur de l'énergie passive et nous voudrions l'encourager.

**Le président:** Une dernière question à propos des tableaux que vous présentez à l'Annexe I et où vous indiquez la demande globale d'énergie au Canada, et plus particulièrement celle du pétrole dans le domaine des transports. Entre



[Text]

words, it starts off at 1,941 and ends up 20 years later at 1,987.

**Mr. Portelance:** Excuse me on this, but in front of Transport 1,941 represents for 1980 the consumption; that is what it means. It is not the year, it is the . . .

**The Chairman:** Yes, I know, but there is not much change in 20 years. In other words, if you look at the other, like commercial oil, there is quite a change. This one seems to stay at a steady, in other words from 1980 to 2000, you go from 1,941 trillion BTUs you end up at 1987. What is the main reason for that there? Is it because you do not believe any new source of energy to be used in transportation will be of great use. We have heard of methanol and ethanol and others. You do not seem to agree with that.

**Mr. Bain:** Sir, I said that there could be additional energy forms. We do not have the knowledge to be able to project it; I would put electric car as one of the possibilities.

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Bain:** We have not reflected it here. There is a possibility, in fact there is a probability that the power alcohols and electricity will make some contribution. I would doubt it would be more than 1 or 2 per cent over this time period.

Within your first question, there are two important trends going, as in most things in life, they tend to counter balance. We have within this the assumption that the automotive mileage targets that have been established for Canada, indeed for North America, will be achieved in full by 1985 on the test bed and those will be achieved on the road performance.

There will be no discount between test bed and the road performance by 1990; that is, we will actually be getting 33 miles per gallon in your cars by 1990. Now, the test bed rating may be 40 miles per gallon. We are projecting that the actual fleet edition performance in 1990 will be yielding 33 miles to the gallon, actual performance, and it will continue on up to almost 40 miles per gallon in the long range. As I mentioned, the motor gasoline consumption within this total transport sector will decline about 25 per cent over that period and this improvement in automotive efficiency will offset the increase in the number of drivers that are coming into the system. That is offset in large measure by the strong growth in diesel and aviation fuel, turbo fuel specifically, because we expect that they will both continue to grow with the economy. It is those two that counterbalance and result in making someone think that there is really no change. There are some dramatic changes taking place within the transport sector.

• 1545

**The Chairman:** Due mostly to the increased efficiency of the gasoline-powered engine and the increase of diesel fuels?

**Mr. Bain:** Yes, and aviation.

[Translation]

1980 et l'an 2000 la différence n'est guère sensible. Autrement dit, on part de 1941 et, 20 ans plus tard, on aboutit à 1987.

**M. Portelance:** Excusez-moi, mais le chiffre 1941 qui se trouve en face de la rubrique Transport correspond à la consommation de 1980; voilà ce que cela signifie. Il ne s'agit pas de l'année, mais de la . . .

**Le président:** Oui, je le sais, mais il n'y a pas beaucoup de changement en l'espace de 20 ans. Autrement dit, si l'on prend les autres secteurs, notamment celui des immeubles commerciaux et de la consommation de pétrole correspondante, on constate un net changement. Ici, c'est stable puisque de 1980 à l'an 2000, on passe de 1,941 billions à 1,987 billions de B.T.U. Quelle est en est la raison principale? Cela tient-il au fait que, selon vous, l'adoption d'énergie nouvelle ne touchera guère les transports. Nous avons entendu parler, entre autre, du méthanol et de l'éthanol. Vous ne semblez pas d'accord là-dessus.

**M. Bain:** J'ai dit, monsieur, qu'il pourrait y avoir de nouvelles formes d'énergie. Nous ne sommes pas en mesure d'en faire une estimation car les connaissances nous manquent; la voiture électrique est une des possibilités.

**Le président:** Oui.

**M. Bain:** Cela ne se reflète pas ici. Il est possible, et même probable, que l'on utilise l'alcool et l'électricité. Je doute que cela constitue plus de 1 à 2 p. 100 durant cette période.

Pour en revenir à votre première question, deux courants importants se dessinent et, comme la plupart des choses, ils tendent à s'équilibrer. Nous partons de l'hypothèse qu'en 1985 on aura atteint le plein objectif fixé pour la consommation de carburant automobile au Canada et même pour l'Amérique du Nord, et ce non seulement en laboratoire, mais également sur la route.

En 1990 il n'y aura aucun écart entre le rendement obtenu au banc d'essai et sur la route; cela veut dire qu'en 1990, vos voitures parcourront 33 milles par gallon. Il se peut que le rendement obtenu au banc d'essai soit de 40 milles au gallon. Nous prévoyons que le rendement des voitures actuelles sera effectivement de 33 milles au gallon en 1990 et qu'il passera à 40 milles au gallon à plus long terme. Je répète que la consommation d'essence dans la totalité du secteur des transports diminuera d'environ 25 p. 100 durant cette période et que cette amélioration du rendement des automobiles compensera l'augmentation du nombre des conducteurs. Cela s'équilibrera dans une large mesure grâce à la part croissante que prendra dans l'économie, selon nos estimations, le diésel ainsi que les carburants utilisés dans l'aviation. Ces deux facteurs ont un effet compensatoire, si bien qu'on est tenté de croire qu'il n'y a pas de changement. Pourtant, le secteur des transports subit certains changements radicaux.

**Le président:** A cause surtout du meilleur rendement des moteurs à essence et de l'augmentation de la consommation de carburants diésel?

**M. Bain:** Oui, et à cause de l'aviation.

[Texte]

**The Chairman:** Thank you. I will pass to Dr. Gurbin, followed by Mr. Rose.

**Mr. Gurbin:** The narrowness of the R&D effort that you are making now, you said it was narrow by design, do you still feel that it should be narrow, that you should be concentrating your efforts in one special area and developing that to its maximum?

**Mr. Cameron:** We are trying not to be narrow. Back in 1977 when we started the activity, we did not know where the winners could be. We have advanced two years and we still do not know where the winners are going to be. The position at the moment is one of expanding rather than shrinking the breadth of our research activities.

**Mr. Gurbin:** Do you think we need more R&D or do you think it is time to act?

**Mr. Cameron:** Research and development work in any important area is always beneficial.

**Mr. Gurbin:** And you do not think that we have gone far enough now that we have come to a stage of demonstration or active projects, or that level of development, rather than research?

**Mr. Cameron:** Let me comment on that. Technically, we can build solar facilities that work. There is no doubt about it, we can build them and they work. The problem at the moment is that they are very expensive. If we go back to attachment 3, you can see it is very far from being cost effective and that very substantial changes will need to be made in the economics.

I would like to draw your attention to attachment 3, gentlemen, because it provides you with a base for considering a number of alternatives. At the moment, the way this table is drawn up, it is saying that it costs us \$3,000 for a solar system that yields ten million BTUs a year, and with electricity at the price of 3 cents a kilowatt hour, we save \$90 of which we have to pay \$50 for the operating costs. If we were to borrow that money at 10 per cent per year, it would cost us another \$340. If we were to increase the cost of electricity by a factor of 4, the costs would simply be \$270. We are still a substantial distance away. I believe we must produce the equipment cost. The way I see to get that is by technical innovation; we need a new innovative design to bring down that capital cost.

**Mr. Gurbin:** You do not think it is because you are still at the prototype stage with the devices?

**Mr. Cameron:** No, and let me again draw you to the balance of the table. A substantial amount of that cost is from equipment which is of a nonsolar nature. The solar loop and the heat storage have solar elements but they are not solar and then mass-produced.

**Mr. Gurbin:** The second part of the question then becomes, and I think this is sort the the key—Imperial is right in the middle of this as a private enterprise which I think is really good—what way do you see of developing this to a commercially viable enterprise, and what part could government play in that, if any, in your opinion?

[Traduction]

**Le président:** Merci. Je donne la parole à M. Gurbin, qui sera suivi de M. Rose.

**M. Gurbin:** Vous avez dit que votre champ de recherches et de développement était étroit; pensez-vous encore qu'il devrait en être ainsi et que vous devriez concentrer vos efforts et les pousser au maximum dans un domaine particulier?

**M. Cameron:** Nous essayons de ne pas nous cantonner dans le même domaine. En 1977, époque à laquelle nos activités ont démarré, nous ne savions pas qui seraient les vainqueurs. Deux ans plus tard, nous ne sommes pas plus avancés. La tendance actuelle est à l'expansion plutôt qu'à la réduction du champ de la recherche.

**M. Gurbin:** Pensez-vous qu'il faille poursuivre la recherche et le développement ou bien que le moment est venu d'agir?

**M. Cameron:** La recherche et le développement sont bénéfiques dans tout domaine important.

**M. Gurbin:** Et ne pensez-vous pas que nous sommes allés suffisamment loin, et qu'il faut passer au stade de l'expérimentation ou de la mise en application, c'est-à-dire au stade du développement et non plus de la recherche?

**M. Cameron:** Je m'explique. Techniquement, nous sommes capables de construire des installations solaires qui fonctionnent. C'est indéniable. Le problème est qu'elles sont actuellement très onéreuses. Si l'on se reporte à l'annexe III, on voit que c'est loin d'être rentable et que les facteurs économiques devront subir des changements notables.

J'attire votre attention sur l'Annexe III, messieurs, car elle permet de comparer plusieurs solutions. Ce tableau indique qu'à l'heure actuelle un système solaire fournissant 10 millions BTU par an coûte \$3,000 tandis qu'à 3c. du kilowatt/heure, l'électricité nous permet d'économiser \$90 sur lesquels nous devons prélever \$50 pour les frais d'exploitation. S'il fallait emprunter cet argent à 10 p. 100 par an, cela nous coûterait \$340 de plus. Si le coût de l'électricité était multiplié par 4, les dépenses seraient simplement de \$270. L'écart est donc encore très grand. Je crois que nous devons réduire les coûts du matériel. Pour y parvenir, je crois que des innovations techniques sont nécessaires; un système de conception nouvelle pourra réduire le coût en capital.

**M. Gurbin:** Ne croyez-vous pas que c'est dû au fait qu'on en est encore au stade des prototypes?

**M. Cameron:** Non, et je vous demande encore un fois de bien vouloir vous reporter au tableau. Une part importante de ces coûts est liée au matériel qui n'est pas de nature solaire. Le circulateur ainsi que le réservoir de stockage de la chaleur ont des composants solaires, chose qu'ils ne sont pas en eux-mêmes et on ne les fabrique pas en série.

**M. Gurbin:** Voici la seconde partie de la question, qui est essentielle... l'Impérial est pris au milieu de cela en tant qu'entreprise privée, ce qui me paraît être une bonne chose... comment cela pourrait-il évoluer vers une entreprise commerciale rentable et, à votre avis, quel pourrait être le rôle de l'État?



[Text]

• 1550

**Mr. Cameron:** We are a private company and we are looking for a commercial opportunity. We are looking at the longer time frame and seeing a greater needs down the road for renewable forms. We are prepared to put our money on the line to do work. I suspect we are not alone in this; there are other companies prepared to do that, prepared to go out and take an opportunity. The more incentives that are applied in terms of research incentive, the more work there will be.

**Mr. Gurbin:** A little more specific, then. Do you think that with a lease program or with something like that, with a government promotion or subsidization or whatever the initiative might be, you might in fact be at a point where you could start installing these as a consumer service?

**Mr. Cameron:** Of course, in other countries they do have incentive programs and it has substantially advanced sales in Japan and in the United States. The problem, again going back to my table, is that the costs are so expensive as we see them now that I would wonder if it would be premature to push the business at this point until the technology is at lower cost.

**Mr. Gurbin:** I guess I am confused because I do not see how advance in technology of the type that you are talking about right now is actually going to make a cost difference if, for the same reasons, you tell me they are not specific to solar energy.

**Mr. Cameron:** Well, what I have not said, I suppose, is that I believe there is possibility for innovation. The technology we have today, which is shown on Attachment 2, is very simple and straight-forward and works, but that does not preclude the possibility of having new and innovative technology. Work is being done in Canada and around the world for new ideas and new ways which have the prospect of very substantially reducing the cost. They are just not here now.

**Mr. Gurbin:** So you think it would not be appropriate right now for government to go ahead and to try to provide tax incentives or write-offs or whatever is required to make it cost competitive.

**Mr. Cameron:** Well, it would be very expensive to do that right now. If incentives were put in place, we would undoubtedly get more work done.

**Mr. Gurbin:** But in your own mind, you are not fixed that this is the time to move.

**Mr. Cameron:** In my own mind, I am not convinced that now would be the time to move.

**Mr. Gurbin:** One last question. The climate. You said that the climate is giving us more adverse effects than we had initially anticipated. Could you explain that, please?

**Mr. Cameron:** I think we have been losing more heat and gaining less than we would have anticipated in the early analyses.

**Mr. Gurbin:** What factors are involved there? Can you give some dimension of the extra problem that we are faced with?

**Mr. Cameron:** Do you mean in percentage terms?

[Translation]

**M. Cameron:** Nous sommes une société privée et nous recherchons des débouchés commerciaux. Nous envisageons le long terme et nous prévoyons une croissance des besoins dans le domaine des énergies renouvelables. Nous sommes prêts à engager des fonds pour y travailler. Je suppose que nous ne sommes pas les seuls; d'autres entreprises sont prêtes à entrer dans la course. Plus y aura de stimulants en faveur de la recherche, et plus on accomplira de travail.

**M. Gurbin:** Soyons donc un peu plus précis. Croyez-vous qu'avec un programme de location à bail, ou quelque chose du même genre, un effort de promotion ou des subventions de l'État vous permettraient de commencer à installer ces appareils et à servir le consommateur?

**M. Cameron:** Bien sûr, des mesures incitatives ont été mises en œuvre à l'étranger et, au Japon et aux États-Unis notamment, les ventes ont considérablement augmentées. Mais, pour en revenir encore une fois à mon tableau, le problème est que les coûts sont si élevés qu'il est sans doute prématuré de forcer les ventes tant que la technologie ne devient pas meilleur marché.

**M. Gurbin:** Je vois mal comment des progrès techniques du genre de ceux dont vous parlez pourraient abaisser les coûts puisque ceux-ci ne sont pas propres à l'énergie solaire.

**M. Cameron:** J'ai omis de dire que, selon moi, des innovations sont possibles. La technologie actuelle, qui est représentée à l'Annexe II, est très simple et elle fonctionne, mais cela n'empêche pas de nouvelles techniques de surgir. Au Canada et dans le monde entier, on est à la recherche et de nouvelles idées et de nouvelles méthodes qui seraient susceptibles de réduire considérablement les coûts. Pour l'instant, il n'y a rien de tel.

**M. Gurbin:** Vous croyez donc inutile que l'État intervienne maintenant en accordant des privilèges fiscaux ou autres afin que ce soit plus concurrentiel sur le plan des coûts.

**M. Cameron:** Pour l'instant, cela reviendrait très cher. Il est indéniable que, si des mesures incitatives étaient mises en place, nous ferions davantage de progrès.

**M. Gurbin:** Mais, personnellement, vous n'êtes pas convaincu que c'est le moment d'agir.

**M. Cameron:** Personnellement, je ne suis pas convaincu qu'il faille agir maintenant.

**M. Gurbin:** Une dernière question. Le climat: vous avez dit que le climat aurait des répercussions plus néfastes que ce qu'on avait prévu à l'origine. Pourriez-vous développer cela, s'il vous plaît?

**M. Cameron:** Nous avons perdu davantage de chaleur et nous en avons gagné moins que ce que nous avions prévu au début des analyses.

**M. Gurbin:** Quels sont les facteurs qui interviennent ici? Pouvez-vous nous donner une idée de la difficulté supplémentaire à laquelle nous nous heurtons?

**M. Cameron:** Voulez-vous dire en pourcentage?



[Texte]

**Mr. Gurbin:** Yes.

**Mr. Cameron:** Back in 1977, I would have suggested that the kind of efficiency would be like 50 per cent. It is probably closer to the 35 to 40 per cent efficiency—of a solar system.

**Mr. Gurbin:** Is this going to narrow the range of possibilities that we have?

**Mr. Cameron:** Well, solar systems operate better where there is more sun, and looking at the data, Fredericton performance will not be as good. But there is lots of sunshine over the year in most places. A solar system will work. They do work in Prince Edward Island. There will be geographical differences. The economics, of course, depend on two things: one, the cost of the system, and two, the cost of the alternative energy source, and that does vary dramatically across the country. The economics I have shown you here are for Ontario. In Prince Edward Island, the electricity costs would be twice as much as that.

**Mr. Gurbin:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Rose, then Mr. MacBain and Mr. Portelance.

**Mr. Rose:** Thank you, Mr. Chairman. It seemed to me that we are cautioned by Mr. Bain not to go hounding after too many other alternatives, that we want to make certain that we do not make any mistakes by recommending alternatives that might not be cost competitive with oil and gas. Do you have any proprietary interest in this at all, on that recommendation?

**Mr. Bain:** Not at all. No, sir.

• 1555

**Mr. Rose:** No, sir?

**Mr. Bain:** I do not believe I have.

**Mr. Rose:** I see.

**Mr. Bain:** I guess the statement I made was I think we should pursue all the alternative energies we have, but the cost-competitive ones are the important ones.

**Mr. Rose:** I imagine, though, if we boosted oil and gas prices substantially it would make solar much more attractive, would it not?

**Mr. Bain:** The comparison Jim showed you, that if you doubled the price of oil, it would narrow the gap—raise the incentive...

**Mr. Rose:** So you would be in favour of raising the price of oil, I take it.

**Mr. Bain:** Because of solar?

**Mr. Rose:** No, just on general company policy.

**Mr. Bain:** I am sorry, I cannot get into that here, sir. In energy efficiency, there is no question higher prices will induce conservation.

[Traduction]

**M. Gurbin:** Oui.

**M. Cameron:** En 1977, j'aurais prévu que le rendement du système solaire serait de 50 p. 100. Il se rapproche sans doute plus de 35 à 40 p. 100.

**M. Gurbin:** Cela va-t-il resserrer l'éventail de nos possibilités?

**M. Cameron:** Le rendement des systèmes solaires est fonction de l'ensoleillement et, à en juger par les données, ce rendement sera moins bon à Frédéricton. Mais l'ensoleillement est assez élevé dans la plupart des endroits. Un système solaire fonctionnera donc. Ils fonctionnent dans l'Île du Prince-Édouard. Il y aura des écarts géographiques. La rentabilité dépend évidemment de deux choses: premièrement, le coût du système et, deuxièmement, le coût de l'énergie nouvelle, ce qui varie considérablement d'un bout à l'autre du pays. Les données économiques que je vous indique ici concernent l'Ontario. À l'Île du Prince-Édouard, le prix de revient de l'électricité est deux fois supérieur à cela.

**M. Gurbin:** Merci.

**Le président:** Monsieur Rose, puis M. MacBain et M. Portelance.

**M. Rose:** Merci, monsieur le président. J'ai l'impression que M. Bain nous engage à ne pas courir après trop de solutions diverses et à ne pas faire l'erreur de recommander des sources d'énergie dont le prix de revient risquerait de ne pas pouvoir rivaliser avec le prix du pétrole et du gaz naturel. Est-ce que sont vos intérêts de propriétaire qui inspirent cette recommandation?

**M. Bain:** Pas du tout, monsieur.

**M. Rose:** Non?

**M. Bain:** Je ne crois pas.

**M. Rose:** Je vois.

**M. Bain:** Je crois avoir dit que nous devrions étudier toutes les énergies nouvelles dont nous disposons, mais que les plus importantes sont celles dont le prix de revient est concurrentiel.

**M. Rose:** J'imagine pourtant qu'en faisant grimper considérablement le prix du pétrole et du gaz naturel, on rendrait le solaire beaucoup plus intéressant, n'est-ce pas?

**M. Bain:** D'après la comparaison que Jim vous a montrée, si l'on doublait le prix du pétrole, l'écart se resserrerait... ce serait plus encourageant.

**M. Rose:** Faut-il en déduire, par conséquent, que vous seriez en faveur d'une augmentation du prix du pétrole?

**M. Bain:** A cause du solaire?

**M. Rose:** Non, simplement de manière générale, du point de vue de votre société.

**M. Bain:** Je suis désolé, monsieur, mais je ne peux pas en parler ici. Il est indéniable que du point de vue de l'efficacité énergétique, une augmentation des prix incitera à la conservation.

*[Text]*

**Mr. Rose:** Well, that is a question, too. We are not certain of that; that is your opinion on that one.

**Mr. Bain:** I think we have the facts to back that up, sir. There are 14 industrial task forces sponsored by Industry, Trade and Commerce, and Energy, Mines and Resources, and the various industry sectors, and they have recorded 12 per cent improvement in energy-use efficiency since 1972, and that, I think, is quite good performance. That is within the industrial sector. We have data which show in a panel of furnace-oil users whom our company services we have seen between 15 and 18 per cent improvement in energy-use efficiency. The commercial sector we cannot attest to, but there are conferences around which talk about that and they have tabled numbers as high as 50 per cent. But I really do not know what the average would be.

**Mr. Rose:** One of our problems is the credibility gap with your industry. We were told projections in 1973, such as we had enough oil for 80 years and enough natural gas for 100. We are hearing the same thing about surplus gas the exploration for which was financed in large measure with public money. You are very cautious about how much money should be put into solar for incentives, but I do not think you could accuse your company of hanging back when it comes to picking up super-depletion allowances and that sort of thing for exploration. As a matter of fact, you are going to spend, according to my records, something like 16,000 times as much on oil and gas development and exploration in the next ten years, or in the eighties, as you are, at least per year, on solar. So your priorities are well in place.

I wonder if I could ask you, though, why we should have any more confidence in your projections today than we had at the time when we were told we had so much surplus oil, and then a year later, after we had sold for \$2 billion what at today's prices would be worth roughly \$25 billion— why we should have any more confidence in your projections we hear today than we had from your industry at that time.

**Mr. Bain:** Sir, all I can say is we give you and everyone else our best shot, and I said to you earlier . . .

**Mr. Rose:** I agree with that.

**Mr. Bain:** . . . in my statement that the numbers we have given you here today for our energy balance are exactly the numbers our board of directors is using to plan the company's business. There is absolutely no difference between the two. If I am telling you something that does not turn out to be right, I am also telling it to our board of directors. There is no double standard in giving you data.

**Mr. Rose:** Yes, but you see, a few years ago you told us you could get Imperial Oil's Cold Lake application on stream for \$14.50. Now we are told you have a new target—something like \$38 before you will even move. In other words, you are going to have a guaranteed profit before you even move. Do

*[Translation]*

**M. Rose:** Cela aussi est contestable. Nous n'en sommes pas sûrs; c'est votre point de vue.

**M. Bain:** Je crois que nous avons des faits qui le prouvent, monsieur. Il existe 14 groupes d'études qui travaillent sous l'égide du ministère de l'Industrie et du Commerce, du ministère des Mines et des Ressources ainsi que de diverses branches de l'industrie, et ces groupes d'études ont constaté que, depuis 1972, l'utilisation de l'énergie s'était améliorée de 12 p. 100, ce qui est un très bon résultat. Cela concerne le secteur industriel. Nous avons des chiffres indiquant une économie de 15 à 18 p. 100 chez un groupe de clients que notre compagnie approvisionne en mazout. Nous ne pouvons pas nous prononcer sur le secteur commercial, mais il y a des conférences où l'on en parle et où les chiffres communiqués atteignaient jusqu'à 50 p. 100. Quoi qu'il en soit, j'ignore où se situe la moyenne.

**M. Rose:** L'un de nos problèmes est qu'il existe une crise de confiance vis-à-vis de votre industrie. En 1973, on nous a dit que, d'après les prévisions, nous avions suffisamment de pétrole pour 80 ans et suffisamment de gaz naturel pour 100 ans. Nous entendons dire la même chose à propos des surplus de gaz naturel dont la prospection a été financée dans une large mesure par les deniers publics. Vous êtes très prudent lorsque vous parlez des sommes qu'il faudrait engager pour promouvoir le solaire, mais on ne peut sûrement pas reprocher à votre société de se faire tirer l'oreille quand il s'agit de profiter des gigantesques abattements fiscaux au titre de l'épuisement ou de la prospection. En fait, d'après mes chiffres, vous allez consacrer 16,000 fois plus d'argent à la prospection et à l'exploitation du pétrole et du gaz naturel dans les 10 années à venir, c'est-à-dire durant les années '80, que vous n'en consacrez actuellement au solaire en l'espace d'une année. Vos priorités sont donc bien établies.

Pourquoi devrions-nous vous accorder davantage de confiance aujourd'hui devant vos prévisions qu'au moment où vous nous parliez des surplus pétroliers, puisqu'un an plus tard, nous avions vendu pour 2 milliards de dollars ce qui vaudrait aujourd'hui près de 25 milliards. Pourquoi devrions-nous vous accorder davantage de confiance maintenant qu'à ce moment-là.

**M. Bain:** Je dois vous dire, monsieur, que nous vous donnons, à vous et à tous les autres, les meilleurs renseignements dont nous disposons, et je vous ai dit tout à l'heure . . .

**M. Rose:** Je suis d'accord là-dessus.

**M. Bain:** . . . que les chiffres que nous vous avons communiqués aujourd'hui sont exactement les mêmes que ceux qu'utilise notre conseil d'administration pour planifier les activités de la société. Il n'y a absolument aucune différence entre les deux. Si je vous dis quelque chose qui se révèle être faux par la suite, ce que je dis à notre conseil d'administration n'est pas différent. Il n'y a donc pas deux poids et deux mesures lorsque je vous communique des données.

**M. Rose:** Oui, mais voyez-vous, il y a quelques années, vous nous aviez dit que l'Impériale exploiterait Cold Lake à partir de \$14.50. Nous apprenons maintenant que vous avez un nouvel objectif . . . à savoir que vous ne bougeriez pas tant qu'on n'aura pas atteint \$38. Autrement dit, vous voulez la



[Texte]

you have cost projections and all the rest of it to justify that \$38?

**Mr. Bain:** I do not, sir, but if you will let me, I believe the \$14.50 referred to comes from a cost-benefit analysis that was tabled with the Alberta government. The reference to \$14.50 was in 1977 dollars. At that time it was assumed the plant was going to cost less than \$5 billion and the inflation rate and other cost escalations—labour escalations—would be 7 per cent. The world has changed a great deal since then.

**Mr. Rose:** Since 1972, your costs have gone up 98 per cent, according to your figures, and yet the inflation rate is only 66 per cent since that time. Profits were higher by 66 per cent in 1975 than in 1972, as well.

• 1600

You see, this is a problem that some of us have with the kind of projections that you bring before us, and that is why we would like an independent kind of appraisal. Do you feel, for instance, that when you see public money and incentives of various kinds and guarantees, there should be an independent monitoring of your costs?

**Mr. Bain:** Sir, you are into an area that transcends my capability.

**Mr. Rose:** Well, what is your particular area? What are you bringing us today?

**Mr. Bain:** What we were invited to do, sir was to give our view of the energy outlook in Canada and the experience that we have learned from our solar energy program over the last two years.

**Mr. Rose:** Is it not in your interest, then, in terms of your outlook, to be delivering oil as rapidly as you can to the Canadian people, or is it really in the interests of your company—which may or may not be the same as our country—to leave it in the ground until the price got higher?

**Mr. Bain:** I am not aware of any divergence between the objectives of Canada or our company. So, I think the answer would be the same in either case.

**Mr. Rose:** Are you an independent company?

**Mr. Bain:** We have a controlling stockholder.

**Mr. Rose:** Imperial Oil is an absolutely independent company?

**Mr. Bain:** No sir. It has a controlling stockholder, Exxon Corporation.

**Mr. Rose:** In other words, if there is a disagreement between the executives of Exxon and the executives of Imperial Oil, the Exxon words would carry?

**Mr. Bain:** That is a question for our Board of Directors. If you will allow me a casual observation, I would say no, the Imperial Oil view, management view, would prevail. I really do not know whether there may be...

[Traduction]

garantie d'un profit avant même d'agir. Avez-vous fait des estimations de coûts qui justifient ces \$38?

**M. Bain:** Moi non, monsieur, mais je crois que ces \$14.50 auxquels on a fait allusion provenaient d'une analyse de rentabilité déposée par le gouvernement de l'Alberta. Il s'agissait de \$14.50 en dollars de 1977. À l'époque, on pensait que l'usine coûterait moins de 5 milliards de dollars et que le taux d'inflation ainsi que la hausse des autres coûts, notamment celui de la main-d'œuvre, seraient de 7 p. 100. Le monde a beaucoup évolué depuis cette époque-là.

**M. Rose:** Si l'on s'en tient à vos chiffres, vos coûts ont augmenté de 98 p. 100 depuis 1972 et pourtant, l'inflation n'a été que de 66 p. 100 depuis ce moment-là. Les profits ont donc augmenté de 66 p. 100 en 1975 par rapport à 1972.

C'est le genre de problème que soulèvent les prévisions que vous nous avez données et c'est la raison pour laquelle nous aimerions qu'une évaluation indépendante soit effectuée. Par exemple, compte tenu des nombreuses subventions, garanties et incitations de toutes sortes dont vous bénéficiez, ne pensez-vous pas qu'un organisme indépendant devrait contrôler vos coûts?

**M. Bain:** Vous abordez un domaine qui ne relève pas de ma compétence.

**M. Rose:** De quel domaine particulier vous occupez-vous? Qu'est-ce que vous nous avez apporté de plus aujourd'hui?

**M. Bain:** Nous avons été invités, monsieur, à vous faire part de notre point de vue sur les perspectives énergétiques du Canada ainsi que des résultats que nous avons obtenus depuis deux ans dans le cadre de notre programme solaire.

**M. Rose:** Puisque nous parlons de perspectives, n'avez-vous pas intérêt à livrer du pétrole aux Canadiens le plus vite possible? Votre compagnie n'a-t-elle pas intérêt à attendre que le prix du pétrole monte encore pour exploiter celui-ci? Les intérêts de votre compagnie ne sont pas nécessairement les mêmes que ceux du pays.

**M. Bain:** Je ne pense pas qu'il y ait un conflit entre les objectifs du Canada et ceux de notre compagnie. Dans un cas comme dans l'autre, je pense que la réponse serait la même.

**M. Rose:** Votre compagnie est-elle indépendante?

**M. Bain:** Nous avons un actionnaire majoritaire.

**M. Rose:** La compagnie pétrolière Impériale limitée est-elle une compagnie absolument indépendante?

**M. Bain:** Non, monsieur. Nous avons un actionnaire majoritaire, la Société Exxon.

**M. Rose:** Autrement dit, en cas de désaccord entre les directeurs d'Exxon et ceux de votre compagnie, c'est Exxon qui l'emporte?

**M. Bain:** C'est une question que vous devriez poser à notre conseil d'administration. Si vous me permettez d'ajouter une remarque en passant, je vous dirais que ce sont les opinions de la direction de notre compagnie qui l'emporteraient. J'ignore s'ils peuvent...



[Text]

**Mr. Rose:** Well, that is not according to Jack Armstrong, because on an interview with him in 1979, he said if it got down to bare knuckles, Exxon would either go along with Imperial's executive committee and with him as chief executive, or they would get rid of Imperial; it is just that simple. I mean that is . . .

**Mr. Bain:** That proves my statement, sir, that the Imperial Oil view would prevail.

**Mr. Rose:** So, you are not competent to answer whether or not we should have an independent cost analysis done on the figures of exploration and the rest of it that you have submitted, for which you get a tax write-off?

**Mr. Bain:** No sir.

**Mr. Rose:** You do not have any views on that?

**Mr. Bain:** No sir.

**The Chairman:** With all due respect, Mr. Rose, I think you are going a little bit outside of the purpose of the meeting this afternoon.

**Mr. Rose:** Well, Mr. Chairman, not that I want to, or would like to, without thinking, disagree with you. You know, we have here before us representatives of a monstrous industry—one of the biggest industries in Canada, one of the most profitable industries in Canada—and I think it is up to us to cross-examine them with as much detail, as tough as we can, and they are far bigger boys than most of us around the table.

Certainly I do not want to be unfair, but at the same time, we have been given certain kinds of recommendations—cost projections and all the rest of it—and we have not been able to place much reliance on the industry in the past because it is to their advantage and it is to their benefit to have their view prevail and an alternative view not necessarily suppressed, but certainly not to carry the same weight. Therefore, I hope I can say within the general bounds of it. . . . For instance, just in 1979, the export tax on natural gas gave them a bonus—that is the export price compared to the domestic price—of about \$126 million. Their profits in the last 10 years have gone up 740 per cent; you know, net revenues.

**The Chairman:** But, again, Mr. Rose, there are permanent committees of the House where you can go as far as you wish in that line of questioning. I do not think this is the proper committee in which to question the corporate profits or anything else. I do not think we have the proper witness here for that particular—not that I am trying to protect him; I imagine he has attained that position because he can look after himself, but I just do not think it is that line of questioning we should be pursuing this afternoon.

• 1605

**Mr. Bain:** I will use the Department of Energy Mines and Resources' monitoring survey in defence of the industry.

**Mr. Rose:** They were getting their information from you in 1972. I wonder if I could ask you if there is a decline in oil use

[Translation]

**M. Rose:** Ce n'est pas ce qu'a dit M. Jack Armstrong au cours d'une entrevue qui remonte à 1979. Il a dit qu'au cas où il y aurait une épreuve de force, Exxon essaierait de s'entendre avec le comité exécutif de la compagnie Impériale limitée et avec lui, Jack Armstrong, en tant que directeur, ou alors Exxon se débarrasserait de celle-ci purement et simplement.

**M. Bain:** Ce qui confirme ce que je vous ai dit, monsieur, à savoir que le point de vue de notre compagnie l'emporterait.

**M. Rose:** Vous ne pouvez donc pas nous dire si vous êtes ou non favorable à ce qu'une analyse indépendante de vos coûts soit effectuée à partir de votre budget de dépenses au titre de la prospection par exemple, prospection pour laquelle vous bénéficiez d'un abattement fiscal?

**M. Bain:** Non, monsieur.

**M. Rose:** Vous n'avez pas d'opinion là-dessus?

**M. Bain:** Non, monsieur.

**Le président:** Sauf votre respect, monsieur Rose, je crois que vous dépassez un peu le cadre de la réunion de cet après-midi.

**M. Rose:** Monsieur le président, je crois que je ne suis pas tout à fait d'accord avec vous. Nous avons devant nous les représentants d'une industrie gigantesque, l'une des plus grandes au Canada et l'une des plus rentables ici, et je pense qu'il nous appartient de leur poser le maximum de questions détaillées. Ce sont des gens beaucoup plus importants que n'importe lequel d'entre nous.

Je ne veux pas être injuste à l'égard des témoins, mais ils nous ont donné leurs prévisions et nous ont fait des recommandations. Nous n'avons pas pu faire confiance à l'industrie pétrolière par le passé dans la mesure où les situations sont à leur avantage. Ils ont également intérêt à ce que leur point de vue l'emporte. Cela ne veut pas dire que les autres points de vue doivent être supprimés, mais il est évident qu'ils n'ont pas le même poids. J'estime donc que ce que j'ai à dire relève de notre mandat. Par exemple, pour l'année 1979, la taxe sur l'exportation du gaz naturel, c'est-à-dire la taxe sur le prix à l'exportation par rapport au prix canadien, leur a permis de réaliser un profit supplémentaire de 126 millions de dollars. Au cours des dix dernières années, le revenu net des compagnies pétrolières a augmenté de 740 p. 100.

**Le président:** Monsieur Rose, il existe des comités permanents de la Chambre des communes devant lesquels vous pouvez renvoyer ces questions. Je ne pense pas qu'il nous appartienne de discuter des profits des sociétés ou autre. Notre témoin n'est pas là pour cela. Je n'essaie pas de le défendre car je suppose que s'il occupe son poste, c'est qu'il peut le faire lui-même. Néanmoins, je crois que nous ne devrions pas poursuivre notre discussion dans cette voie cet après-midi.

**M. Bain:** Pour défendre ce secteur j'utiliserai les résultats de l'enquête du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

**M. Rose:** C'est en 1972 que vous leur donniez des renseignements. Prévoyez-vous une baisse de l'utilisation du pétrole

**[Texte]**

as you project over the coming years. Certainly it will peak, and I think you are suggesting it will maintain pretty well a steady level for transportation, but that it will gradually displace as we run out of oil, conventional oil.

**Mr. Bain:** I am not sure we are running out of oil, sir.

**Mr. Rose:** That is not the question. I wanted to ask you, in that event, if you will be getting into other forms of energy then, or are you now involved in other forms of energy, such as nuclear or natural gas or coal or electricity?

**Mr. Bain:** Our company has a very large natural gas operation in western Canada. Our company has coal interests and we have done some successful exploration in uranium. We are not in the nuclear business as my understanding goes, nor is there any prospect that we will be, but we have been exploring for uranium with some success. The other areas we could get into are what Mr. Cameron described today—the solar energy, the general competence of the building. Conserving energy is as important as supplying it in many cases, and there are ways where we may have business opportunities. We would like to pursue those if we can.

**Mr. Rose:** At the moment, you do not think, at least from Mr. Cameron's point of view, that those are particularly attractive?

**Mr. Bain:** Sir, we are going to hang in on the solar experiment. Mr. Cameron said that to date they had not shown the technological breakthrough we had hoped for two or three years ago, but we are going to continue to try and help in some small way in having that breakthrough occur, in which case, the solar business could be very good for all of us.

**Mr. Rose:** I wonder if I could ask you whether greater incentives would assist you in further exploration and development than you are getting at the moment.

**Mr. Bain:** Exploration and development for . . . ?

**Mr. Rose:** For oil and gas.

**Mr. Bain:** I really do not know how to answer that. There is a combination. The point I was going to make with you earlier, sir, is that the Energy, Mines and Resources data show that the return on capital employed and the return on shareholder equity of the petroleum industry is right in line with that of other industries. So, these incentives you talk about tend to compensate for the fairly high level of royalty and taxes that occur after the production takes place. On balance, if more incentives took place, I expect it would cause some acceleration. I think you could point to the frontier discoveries of the various companies in the Beaufort area and off the east coast, and you could be very glad that the very good exploration incentives existed. It is doubtful those discoveries would be in hand now. They would certainly have been at some time in the

**[Traduction]**

pour les années à venir? Elle va certainement arriver à un maximum, et vous signalez d'ailleurs que l'utilisation du pétrole dans les transports va se maintenir à un niveau assez régulier mais qu'il va ensuite y avoir remplacement par d'autres sources énergétiques.

**M. Bain:** Je ne suis pas certain que nous soyons à court de pétrole.

**M. Rose:** Là n'est pas la question. Je veux savoir si vous allez vous tourner vers d'autres formes d'énergie comme le nucléaire, le gaz naturel, le charbon ou l'électricité?

**M. Bain:** Notre société exploite un important gisement de gaz naturel dans l'Ouest du Canada. Elle s'intéresse au charbon et nos efforts de prospection d'uranium ont été couronnés de succès. Pour autant que je sache nous ne nous occupons pas du nucléaire, et cela n'est pas prévu non plus, mais nos efforts de prospection d'uranium ont été couronnés de succès. Par ailleurs, comme M. Cameron l'a indiqué, il est possible que nous nous lancions dans le domaine de l'énergie solaire, en ce qui concerne l'amélioration des bâtiments. Dans bien des cas les économies d'énergie sont aussi importantes que les approvisionnements en énergie et plusieurs possibilités nous sont offertes dans ce domaine. Nous aimerions faire des progrès dans ce sens si cela est possible.

**M. Rose:** D'après ce que dit M. Cameron, ces domaines ne vous semblent pas particulièrement intéressants à l'heure actuelle?

**M. Bain:** Nous allons continuer à déployer des efforts dans le secteur solaire. M. Cameron a déclaré que, à l'heure actuelle, nous n'avions pas atteint les objectifs que nous espérons atteindre sur le plan technologique, mais nous allons continuer à déployer des efforts pour arriver à une percée dans le secteur solaire qui, dans ce cas, deviendrait très intéressants pour chacun de nous.

**M. Rose:** Si l'on vous offrait plus de stimulants est-ce que vous élargiriez vos travaux de prospection et de mise en valeur, par rapport à ce que vous faites à l'heure actuelle?

**M. Bain:** Vous parlez de la prospection et de la mise en valeur de . . . ?

**M. Rose:** Du pétrole et du gaz.

**M. Bain:** Je ne sais vraiment pas comment répondre à cette question. Plusieurs facteurs entrent en ligne de compte à ce propos. Précédemment, j'allais vous dire que les données du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources montrent que le rendement du capital et des actions dans le secteur pétrolier est identique à celui des autres secteurs. Les stimulants dont vous parlez ont tendance à contrebalancer le niveau élevé des redevances et des taxes imposées après la production. Tout bien considéré, s'il y a un accroissement des stimulants il y aura probablement une accélération des travaux de prospection et de mise en valeur. Regardez les découvertes faites dans les diverses régions d'accès difficile comme la Mer de Beaufort et les régions situées au large de la côte est et vous constaterez qu'il y a lieu d'être satisfaits de l'existence de bons stimulants



[Text]

future. I think you can look back and feel satisfied with what the government has done.

**Mr. Rose:** That is a matter of opinion too, but I think we also cannot escape the feeling of many people that we have now—because we have sold off our exported at 1 million barrels a day roughly for a number of years. Is that roughly the figure? We are down now about 100,000 or more.

**Mr. Bain:** A million barrels a day for about one year. That is 1971, I believe.

**Mr. Rose:** Close to that for around a year. That peaked, did it? It never was higher?

**Mr. Bain:** I think it got a little over 1 million, but not to 2 million.

**Mr. Rose:** I did not say that. I said about 1 million barrels a day. What concerns a lot of people, and the reason we are interested in alternatives now in Canada, is that we have sold off really the accessible oil and are now into the expensive tarsands and frontier oil, and we wonder if that is a good deal. Some of us are nervous about the same thing happening in gas. We can see the motivation behind it, but we wonder if it is in the best interests of our country and we wonder about a corporation controlled outside our country having the best interests of our country. I think that is a natural suspicion, if you like.

**Mr. Bain:** We are sorry that you carry that suspicion, sir, but this is not the panel to answer to your question, I am sorry.

**Mr. Rose:** Okay. Thank you.

**The Chairman:** Okay. Mr. MacBain.

**Mr. MacBain:** Thank you, Mr. Chairman. Mr. Bain, is your company involved in research and development of alcohol as a fuel?

**Mr. Cameron:** Let me see if I can summarize the alcohol situation. We are certainly interested in alcohol as a transportation fuel.

• 1610

Anybody who lives in Canada and is aware of the developments around the world as we are, is interested. Some months ago we organized a task force within the company, drawn from marketing and refining people, for example research people, to sit down and sift through the evidence for ethanol and methanol and all the other related products, to try to determine what should be the strategy for the company. That task force is still working. It is coming close to the end of its initial project, but at this point in time, we have not yet completed the work and I think it is premature for me—I am the chairman of that activity—to comment on that until we have finished it.

**Mr. MacBain:** You are familiar with what is going on in Brazil and how far advanced they are?

[Translation]

à la prospection. Sinon, on peut se demander si de telles découvertes auraient été faites. J'estime qu'il y a lieu d'être satisfaits de ce que le gouvernement a fait.

**M. Rose:** Il s'agit là aussi d'une question d'opinion mais n'oubliez pas non plus ce que peuvent ressentir certains du fait que, pendant un certain nombre d'années, nous avons bradé un million de barils par jour. C'est bien le chiffre, n'est-ce pas? Nous sommes retombés maintenant à quelque 100,000 barils.

**M. Bain:** Un million de barils par jour pendant un an. C'était en 1971, je crois.

**M. Rose:** A peu près, et pendant un an. On n'est jamais allé au-delà?

**M. Bain:** Un peu au-delà d'un million de barils mais pas jusqu'à 2 millions.

**M. Rose:** Ce n'est pas ce que j'ai dit. J'ai parlé d'un million de barils par jour. Si toute cette question préoccupe beaucoup de monde, si nous nous intéressons aux énergies de substitution maintenant, au Canada, c'est que nous avons bradé le pétrole des gisements faciles d'accès et que nous devons maintenant exploiter les sables bitumineux et prospecter dans des régions difficiles, autant de choses fort coûteuses, et nous nous demandons si c'est une bonne chose. Certains d'entre nous craignent que ce soit la même chose avec le gaz. Nous voyons bien les motifs qui sous-tendent une telle action mais nous nous demandons si l'on sert ainsi au mieux les intérêts de notre pays; nous nous inquiétons de voir une société, contrôlée depuis l'étranger, profiter de ce que nous avons de mieux. Il s'agit là de doutes tout à fait naturels.

**M. Bain:** Nous sommes désolé de vous voir nourrir ces doutes mais, malheureusement, ce n'est pas à nous qu'il incombe de répondre à votre question.

**M. Rose:** Très bien. Je vous remercie.

**Le président:** Très bien. Monsieur MacBain.

**M. MacBain:** Merci, monsieur le président. Monsieur Bain, votre société a-t-elle lancé un programme de recherche et de développement en vue d'utiliser l'alcool comme combustible?

**M. Cameron:** Laissez-moi vous résumer ce qui se passe à propos de l'alcool. Nous nous intéressons à l'alcool en tant que carburant à utiliser pour les transports.

Tous ceux qui, au Canada, sont informés de ce qui se fait dans le monde à ce propos sont intéressés par ce genre d'expérience. Il y a quelques mois, notre société a créé un groupe de travail composé de représentants du secteur du marketing, du raffinage et de la recherche. Ce groupe a été chargé d'étudier tous les renseignements disponibles sur l'éthanol, le méthanol et les autres produits connexes en vue d'élaborer une stratégie à l'intention de la société. Les travaux se poursuivent toujours. Je suis président du groupe de travail en question, mais comme nous n'en sommes qu'à la phase initiale de nos travaux, j'estime ne pouvoir me permettre de faire des commentaires tant que tout cela ne sera pas terminé.

**M. MacBain:** Connaissez-vous ce qui se fait au Brésil et savez-vous si ce pays est arrivé à un stade avancé dans ce domaine?



[Texte]

**Mr. Cameron:** Yes.**Mr. MacBain:** There is a new plant under construction in Cold Lake, right?**Mr. Bain:** No, it has not yet received final approval.**Mr. MacBain:** It has not yet received final approval. Is it going to be in heavy oil; is that what it is called, heavy oil?**Mr. Bain:** It will produce what we call bitumen, a very, very heavy oil.**Mr. MacBain:** Not from the tar sands?**Mr. Bain:** No, it is a varied tar sands, but that is an oversimplification. The quality of the bitumen that comes out of the Cold Lake wells will be very similar to the bitumen in ...**Mr. MacBain:** What is your production date there?**Mr. Bain:** The year 1986-87 if everything goes smoothly and quickly.**Mr. MacBain:** You are not involved, as I understand it, in the tar sands itself?**Mr. Bain:** We are a partner in the Syncrude Plant.**Mr. MacBain:** What percentage there?**Mr. Bain:** It is 25 per cent.**Mr. MacBain:** Was there not some discussion about your getting out of that?**Mr. Bain:** Not that I am aware of.**Mr. MacBain:** No, I guess it was another company.

You mentioned, Mr. Bain, earlier in your submission, in your opening statement, about the capacity for self-sufficiency in oil by 1990 ...

**Mr. Bain:** I hope I said the early nineties.**Mr. MacBain:** You may have.**Mr. Bain:** I would not want to specify the date.

**Mr. MacBain:** No, I do not know whether you said earlier. You said 1990. I am not interested in tying down necessarily to 1991 or 1995 or whatever you mentioned—hopefully 1991. Can you just give us in rough percentages where that self-sufficiency is going to come from?

**Mr. Bain:** In terms of the production?

**Mr. MacBain:** Yes. Just to help you get my idea, and I am going to put another question to you, is that going to come from the heavy oil in the tar sands? That is what I am getting at.

**Mr. Bain:** Let us accept an oil demand of 1.8 million barrels a day in 1990. I think that is pretty close to the statement.

**Mr. MacBain:** You said 1.8 ...**Mr. Bain:** Million barrels per day.**Mr. MacBain:** Okay.

**Mr. Bain:** The conventional oil fields of the Prairie provinces and British Columbia ...

[Traduction]

**M. Cameron:** Oui.**M. MacBain:** Je crois savoir qu'une nouvelle usine est actuellement en construction à Cold Lake?**M. Bain:** Non, l'autorisation définitive n'a pas encore été donnée.**M. MacBain:** Pas encore. Cette usine produira des huiles lourdes, n'est-ce pas?**M. Bain:** Elle produira du bitume, une huile très très lourde.**M. MacBain:** Il s'agit de sables bitumineux, n'est-ce pas?

**M. Bain:** Non, il s'agit de quelque chose de différent, mais je simplifie par trop. La qualité du bitume extrait des puits de Cold Lake sera très proche de celle du bitume de ...

**M. MacBain:** Quand la production commencera-t-elle?**M. Bain:** Si tout se passe bien et vite, ce sera en 1986-1987.

**M. MacBain:** Si je comprends bien, vous ne vous occupez pas de sables bitumineux?

**M. Bain:** Nous sommes associés à l'usine Syncrude.**M. MacBain:** Dans quel pourcentage?**M. Bain:** Vingt-cinq p. 100.

**M. MacBain:** N'était-il pas question que vous vous en retiriez?

**M. Bain:** Pour autant que je sache, non.

**M. MacBain:** Non, je pense qu'il s'agissait d'une autre société.

Monsieur Bain, vous parlez dans votre mémoire de la possibilité d'être autonome en 1990 pour ce qui est du pétrole ...

**M. Bain:** Je pense avoir dit au début des années 90.**M. MacBain:** Peut-être.

**M. Bain:** Je ne voudrais pas être obligé de donner une date précise.

**M. MacBain:** Vous avez parlé de 1990. Je ne sais pas si vous avez dit au début des années 90. Je ne cherche pas nécessairement à ce que cela soit en 1990 ou en 1995, ou quelle que soit la date à laquelle vous avez fait allusion ... espérons que ce sera en 1991. Pourriez-vous nous dire, en pourcentage, comment nous arriverons à cette autonomie.

**M. Bain:** Pour ce qui est de la production?

**M. MacBain:** Oui. Permettez-moi de vous préciser ma question. Est-ce que ce seront les huiles lourdes des sables bitumineux qui nous permettront d'atteindre cette autonomie?

**M. Bain:** Supposons que, d'ici à 1990, la demande de pétrole atteigne le niveau de 1.8 million de barils par jour. Je pense que ce chiffre est assez exact.

**M. MacBain:** Vous avez dit 1.8 ...**M. Bain:** Million de barils par jour.**M. MacBain:** Très bien.

**M. Bain:** Les gisements pétroliers classiques des provinces des Prairies et de la Colombie-Britannique ...

[Text]

**Mr. MacBain:** Right.

**Mr. Bain:** Could you give me just one second; I think I might have an old chart here that I might look at.

**Mr. Gurbin:** That 1.8 million is a net decrease?

**Mr. Bain:** Yes, basically flat from today, but it is actually a net decrease.

We would expect about 40 per cent of that production, 700,000 barrels per day, to come from the established fields of the Prairie provinces and British Columbia.

**Mr. MacBain:** I am sorry, I did not catch you there.

**Mr. Bain:** About 700,000 barrels. We have a demand of 1.8 million barrels and I am going to give you three or four segments of where I think the supply is going to come from.

**Mr. MacBain:** But where is the 700,000 barrels per day coming from? I did not catch that, sorry.

**Mr. Bain:** The established today's producing fields in western Canada.

**Mr. MacBain:** And are you including in that producing the ones from the tar sands . . .

**Mr. Bain:** No, sir, just the conventional output.

**Mr. MacBain:** Conventional, that is the word I wanted. I got that.

**Mr. Bain:** There will be about 200,000 barrels a day if we can round off the numbers to the nearest 100,000.

**Mr. MacBain:** Sure, right.

**Mr. Bain:** We will have 200,000 barrels per day coming from the Great Canadian Oil Sands Plant, which operates today and the Syncrude Plant which operates today and some pilot plant operations.

**Mr. MacBain:** How much is that a day?

**Mr. Bain:** It is 200,000 barrels.

**Mr. MacBain:** So you have 700,000, 200,000 and 200,000 now?

**Mr. Bain:** We are up to 900,000 now.

**Mr. MacBain:** Oh, just 700,000 and 200,000?

**Mr. Bain:** Yes, sir.

**Mr. MacBain:** Okay.

**Mr. Bain:** We expect between 300,000 and 400,000 barrels per day to come from new discoveries in western Canada.

• 1615

**Mr. MacBain:** New discovery techniques.

**Mr. Bain:** We would also expect that by 1990 both the Cold Lake and Allsands plants will be operating. These plants are announced and have gone through much of the hearing process, and both are awaiting final approval. That would produce between 200,000 and 300,000 barrels per day. I am not sure how high we got; sixteen? And we would have a demand of 1.8 million to 1.9 million, so our net import reliance, just using

[Translation]

**M. MacBain:** Très bien.

**M. Bain:** Un instant, je vous prie. J'ai peut-être un vieux graphique ici sur lequel il serait bon de jeter un coup d'œil.

**M. Gurbin:** Ces 1.8 million de barils correspondent à une réduction nette?

**M. Bain:** Oui, à compter d'aujourd'hui, cela correspond à une réduction nette.

Nous pensons que les gisements actuels des provinces des Prairies et de la Colombie-Britannique fourniront 40 p. 100 de ce total, c'est-à-dire 700,000 barils par jour.

**M. MacBain:** Je vous prie de m'excuser, je n'ai pas compris ce que vous avez dit.

**M. Bain:** 700,000 barils environ. Nous avons une demande de 1.8 millions de barils et je vais maintenant vous donner les trois ou quatre secteurs qui seront à la base des approvisionnements.

**M. MacBain:** Mais d'où viennent ces 700,000 barils par jour? Je n'ai pas compris, je vous prie de m'excuser.

**M. Bain:** Il s'agit des gisements actuels de l'ouest du Canada.

**M. MacBain:** Y compris les sables bitumineux . . .

**M. Bain:** Non, seulement les gisements classiques.

**M. MacBain:** Les gisements classiques, voilà le mot que j'attendais. J'ai compris.

**M. Bain:** En arrondissant, cela fera environ 200,000 barils par jour.

**M. MacBain:** Oui, très bien.

**M. Bain:** Deux cent mille barils par jour à partir de l'usine des Great Canadian Oil Sands, actuellement en activité, de l'usine Syncrude, en activité également, et d'autres usines expérimentales.

**M. MacBain:** Combien par jour?

**M. Bain:** Deux cent mille barils.

**M. MacBain:** Cela fait donc 700,000 barils plus 200,000 barils et encore 200,000 barils.

**M. Bain:** Nous en sommes actuellement à 900,000 barils.

**M. MacBain:** Oh, seulement 700,000 barils plus 200,000 barils?

**M. Bain:** Oui, monsieur.

**M. MacBain:** Très bien.

**M. Bain:** Nous pensons que les nouvelles découvertes qui seront réalisées dans l'ouest du Canada nous permettront d'avoir 300 à 400,000 barils par jour.

**M. MacBain:** La découverte de nouvelles techniques.

**M. Bain:** Nous espérons aussi qu'en 1990 l'usine de Cold Lake et celle d'Allsands seront en activité. Ces usines sont déjà prévues, et les audiences à cet égard sont presque terminées; nous n'attendons que l'approbation définitive. Elles pourraient produire entre 200,000 et 300,000 barils de pétrole par jour. Où en sommes-nous maintenant à 16? Si la demande en pétrole se situe entre 1.8 million et 1.9 million de barils par



## [Texte]

those supplies, would be, let us say, in the range of 300,000 barrels per day, not very different from what it is today, and still comprise a very strong oil sands development program.

**The Chairman:** That is not taking into consideration any finds off Newfoundland?

**Mr. Bain:** No, sir, that has no frontier oil in it from either the north or the east coast. Depending upon how you feel about that, the National Energy Board hearing that is going to commence this fall should give us all a better insight into what the prospects are there. If you add some potential from that, that is how we would get to the point of saying that perhaps we can achieve self-sufficiency in the early 1990s. In 1990 specifically, I would expect there will be a minor shortfall.

**Mr. MacBain:** Plus the 300,000 barrels a day.

**Mr. Bain:** Something like that, yes.

**Mr. MacBain:** Roughly speaking. From conventional oil fields today we have 40 per cent or 700,000 gallons per day. What is it as of today?

**Mr. Bain:** It is about 1.3 million barrels per day, sir. It is 1.3 to 1.4 million.

**Mr. MacBain:** Mr. Bain, we had a witness yesterday, one of our top civil servants in the National Research Council, and while he was saying that it is time to look into these alternate sources of renewable energy he was also cautioning us, somewhat along the lines that you cautioned us very early in your submission, to be careful about moving to noneconomic sources of renewable energy. As he said, which seems to go along with what you have laid out, with the present technology you can have all the oil you want almost within five or ten years; if you want to put the money in there, you can get all the oil you want. He was aiming, of course, at the tar sands basically. Is there anything wrong with that statement?

**Mr. Bain:** No, sir, but taken out of context it is always a dangerous thing to say that we do not need it.

**Mr. MacBain:** No, no, I am not saying that. Leave that part of it out.

**Mr. Bain:** Sir, I think the technology is there in the oil sands in both the mining and the in situ recovery which Cold Lake will represent. It is an important forward step in our oil supply planning. Between the two of those, we could always use that as a fall-back position.

**Mr. MacBain:** What does your roughly 300 barrels a day shortfall in 1990 or shortly thereafter mean as far as tar sands plants? Is one tar sands plant required to do that?

**Mr. Bain:** That would be two.

**Mr. MacBain:** I have one more short question. If you think it is an unfair question you can duck it and I would understand. It is probably unfair, and I only put it to you because of my line of questioning and because of what the National Research Council said, which seems to be supported by you, that we have the technology and we have the resources, and if we had about 10 years we could put it together and give you

## [Traduction]

jour, faute de nouvelles sources d'approvisionnement, nous devrions importer quelque 300,000 barils par jour, soit à peu près la même quantité qu'aujourd'hui, même avec une exploitation intensive des sables bitumineux.

**Le président:** Vous n'avez tenu compte d'aucune découverte au large de Terre-Neuve?

**M. Bain:** Non, monsieur, nous n'avons tenu compte d'aucune découverte de pétrole, soit au Nord soit sur la côte est. Les audiences de l'Office national de l'Énergie, qui doivent commencer cet automne, nous donneront une meilleure idée des perspectives à cet égard. Compte tenu de cette possibilité, il sera possible d'atteindre l'autonomie au début des années 90. Mais en 1990 même, je prévois un léger déficit.

**M. MacBain:** En plus des 300,000 barils par jour.

**M. Bain:** Oui.

**M. MacBain:** A peu près. Les puits de pétrole conventionnels fourniront 40 p. 100 des besoins, soit 700,000 gallons par jour. Quelle est la production actuelle?

**M. Bain:** Elle est d'environ 1.3 million de barils par jour, monsieur. Entre 1.3 et 1.4 million de barils.

**M. MacBain:** Monsieur Bain, un témoin que nous avons entendu hier, un des hauts fonctionnaires du Conseil national des Recherches, tout en exprimant le besoin d'étudier les sources d'énergie renouvelables, nous a prévenus, comme vous l'avez fait vous-même au tout début de votre déclaration, qu'il fallait soigneusement veiller à ne pas développer des sources d'énergie nouvelles non rentables. Il a dit, comme vous l'avez fait vous-même, qu'avec la technologie actuelle, on peut recouvrer tout le pétrole nécessaire, même d'ici cinq ou dix ans et que si l'on veut investir suffisamment, on peut extraire tout le pétrole nécessaire. Il parlait bien sûr des sables bitumineux. Cette affirmation est-elle juste?

**M. Bain:** Non, monsieur, mais il est toujours dangereux de dire hors contexte qu'on n'en aura pas besoin.

**M. MacBain:** Non, je n'ai pas dit cela. Faites-en abstraction.

**M. Bain:** Monsieur, nous connaissons toutes les techniques permettant d'extraire le pétrole à partir des sables bitumineux, soit par l'exploitation des mines soit à découvert comme à Cold Lake. C'est une étape importante de notre plan d'approvisionnement en pétrole. Nous pouvons toujours utiliser l'une ou l'autre de ces méthodes comme appoint.

**M. MacBain:** Combien d'usines d'extraction de sables bitumineux seront nécessaires pour combler le déficit approximatif de 300,000 barils par jour en 1990 ou après? Une usine suffirait-elle à combler ce déficit?

**M. Bain:** Il en faudrait deux.

**M. MacBain:** Une autre brève question. Si vous trouvez qu'elle va trop loin, libre à nous de ne pas y répondre. C'est sans doute le cas mais je vous la pose parce qu'elle se rattache à mes questions précédentes ainsi qu'à une affirmation du Conseil national de Recherches, affirmation que vous semblez appuyer et selon laquelle la technologie et les ressources existent et qu'il suffirait d'avoir une dizaine d'années devant



[Text]

all the oil and gas you reasonably need. Having said that, I appreciate that we are talking a lot of money, because I know these plants cost a lot of money.

I might just stop there and ask you one question, Mr. Bain. We talked about two plants being required so it takes 150,000 barrels a day at one plant. Could you give me, off the top of your head, at today's dollars, the cost of one of those plants, just within \$100 million?

• 1620

**Mr. Bain:** The Cold Lake plant costs announced are approximately \$8 billion, sir.

**Mr. MacBain:** Is it more expensive to build a tar sands plant than a heavy oil plant?

**Mr. Bain:** I treat them as one and the same. I am not sure. By "heavy oil", what do you mean?

**Mr. MacBain:** Can I speak of heavy oil plants and tar sands plants in the same—?

**Mr. Bain:** Is "heavy oil" the Lloydminster type of oil you are talking about, or is it the bitumen?

**Mr. MacBain:** I understood that there is heavy oil you can get, you cannot mine it or drill it out in the usual way, but then there is tar sands oil.

**Mr. Bain:** Okay. Out of tar sands, by mining, we get bitumen. Out of this heavy oil, at the Cold Lake project that we are proposing, that is also bitumen but it is produced in a much different way. It is steam stimulated. Perhaps some day you can visit it.

**Mr. MacBain:** Right. Concerning its cost, should I be wary when I am talking about getting a plant able to produce 150,000 barrels of oil a day, at a cost of \$8 billion? Should I be saying, that is, if we are using bitumen and not tar sands?

**Mr. Bain:** That would be either, sir, if I understand your question correctly.

**Mr. MacBain:** That is all right. This is the gist of the question—I am sorry, Mr. Chairman, to take so long—and if you do not want to answer this question, we will get the answer in another way—and I do not mean get it from you. What I mean is just this. I am a lawyer, and not a . . . but I know it costs billions of dollars, you have just told me that it will cost \$8 billion, roughly, to produce the plant in Cold Lake, so it is \$16 billion to fill that gap.

Billions of dollars are hard to come by, even by a federal government and certainly by Imperial Oil—when you start talking billions it is hard to get that. How tough is it, if you have to produce \$16 billion from your company by borrowing, by equity sharing, watering the equity or however you may get it, to get that \$16 billion over and above everything else you have planned, knowing that there are certain commitments you have and will otherwise have to make? Is that a tremendous amount of money for a company the size of Imperial Oil?

**Mr. Bain:** It is a tremendous amount of money, yes, sir.

[Translation]

soi pour avoir tout le pétrole et le gaz dont on a besoin. Cela dit, je sais très bien que cela coûtera très cher, car les usines nous coûtent très cher à construire.

Je vais donc m'arrêter là et vous poser une seule question, monsieur Bain. Vous avez dit qu'il faudrait deux usines pour combler le déficit, c'est-à-dire que chacune produirait 150,000 barils par jour. Compte tenu de la valeur actuelle du dollar, à combien reviendrait, selon vous, une de ces usines, à moins de 100 millions de dollars?

**M. Bain:** On prévoit que l'usine de Cold Lake reviendra à environ 8 milliards de dollars, monsieur.

**M. MacBain:** Une usine de sable bitumineux coûte-t-elle plus cher qu'une raffinerie d'huiles lourdes?

**M. Bain:** A mon sens c'est identique. Je ne suis pas certain; que voulez-vous dire par «huiles lourdes»?

**M. MacBain:** Peut-on comparer les huiles lourdes et le sable bitumineux . . .

**M. Bain:** Par «huiles lourdes», entendez-vous le type de Lloydminster ou le pétrole extrait des gisements alshatique?

**M. MacBain:** Je croyais qu'il existait des huiles lourdes qu'on ne pouvait extraire par forage, et qu'il y avait aussi le pétrole extrait des sables bitumineux.

**M. Bain:** Très bien. On peut exploiter les carrières de sables bitumineux pour en extraire le bitume. A Cold Lake, nous extrairons le bitume, mais par un procédé très différent. Il sera extrait au moyen de la vapeur. Peut-être devriez-vous visiter cette usine un jour.

**M. MacBain:** Oui, en effet. Il faudrait peut-être que je sois prudent en parlant de l'implantation d'une usine qui pourrait produire 150,000 barils de pétrole par jour à un coût de 8 milliards de dollars? Dois-je dire qu'il s'agit de bitume et non de sables bitumineux?

**M. Bain:** Il n'y a aucune différence, monsieur, si je vous ai bien compris.

**M. MacBain:** Ca va. Voici donc la question—excusez-moi de m'étendre aussi longuement, monsieur le président—et si vous ne voulez pas y répondre, nous trouverons d'autres moyens d'avoir la réponse,—auprès d'autres personnes que vous. Voici donc la question. Je suis avocat, et non pas . . . mais je sais que selon vous, cela coûtera 8 milliards de dollars pour construire l'usine de Cold Lake, et qu'il faut donc trouver 16 milliards de dollars pour répondre aux besoins.

Il est toujours difficile de trouver des milliards de dollars, même pour le gouvernement fédéral, et certainement pour la société Impériale—il va sans dire qu'il est difficile de trouver des milliards de dollars. Dans quelle mesure sera-t-il possible pour votre société de financer 16 milliards de dollars, soit par emprunt, par émissions ou division d'actions, en plus de tous vos autres programmes, sachant très bien que vous avez déjà certains engagements, et que vous en aurez d'autres? Est-ce une tâche énorme de trouver cet argent pour une société aussi importante que Impériale?

**M. Bain:** C'est effectivement une tâche énorme, monsieur.

[Texte]

**Mr. MacBain:** This may be hard to answer, is it impossible?

**Mr. Bain:** It is hard to answer authoritatively. It would require our financial vice president. My expectation is that it would be very difficult for any one company to finance two oil sands plants simultaneously. It would probably be difficult, but do not let me say it is impossible, because I am not sure whether it is or not.

**Mr. MacBain:** But one?

**Mr. Bain:** One would be difficult. I am not going to say it is impossible, because I really do not know, but it would be difficult. The most important thing there is a long-term perception of good investor confidence. That is what you need as much as the money, because you can borrow a great deal of it but you cannot borrow it all.

**Mr. MacBain:** Thank you, Mr. Bain. Thank you, Mr. Chairman.

**Le président:** Merci. Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Merci, monsieur le président. J'aurais une question pour M. Cameron concernant l'énergie solaire. J'aimerais savoir si la compagnie Exxon fait elle aussi des recherches dans le domaine de l'énergie solaire comme vous le faites. Vous nous parlez de ce qui se fait présentement au Canada et on voit aussi que le gouvernement américain accorde des crédits d'impôt allant jusqu'à \$4,000 pour encourager les gens à se procurer de l'équipement solaire. Est-ce que vous avez des relations avec votre compagnie mère? Est-ce qu'elle aussi fait des recherches dans ce domaine?

**Mr. Cameron:** We have research agreements with Exxon; we do research and they do research and we exchange information in the areas we work. With our own research program, we are specializing in areas that are of particular interest to Canada. We do gain the benefit of the work done by Exxon, for example, in the area of Solar Thermal Systems, which is the company name but relates to work done on collectors, the kind of work I talked about earlier. At the end of last year they had spent \$26 million U.S. in that area. We gain the benefit of that work, and they in turn gain the benefit of the work that we do.

• 1625

**M. Portelance:** Mais justement, si on a dépensé 26 millions de dollars, c'est beaucoup plus que ce qu'on a dépensé ici. Est-ce qu'ils n'ont pas des renseignements additionnels? Ils doivent être beaucoup plus avancés qu'on ne l'est au Canada. Est-ce que vous avez accès à ces connaissances?

**Mr. Cameron:** We have access to all of the information that they have. On the question of whether they are advanced or not, they certainly have more direct operating experience. For example, Exxon operates the company called Solar Thermal Systems, which makes solar collectors and which sells hot water systems. They have that operating experience. We certainly have access to it. They will tell us what they do, and we go and talk to them and they come and talk to us; but we do not have the actual hands-on experience.

[Traduction]

**M. MacBain:** Peut-être ne pourrez-vous pas répondre, mais est-ce impossible?

**M. Bain:** Il est difficile de vous donner une réponse ferme. Il faudrait s'adresser à notre vice-président des finances. A mon sens, il est très difficile pour une seule société de financer la construction de deux usines de sables bitumineux en même temps. Ce serait sans doute difficile, mais je ne dirai pas impossible, car je ne le sais pas.

**M. MacBain:** Et une seule usine?

**M. Bain:** Ce serait déjà difficile. Je ne dis pas impossible, car je ne le sais pas, mais ce serait difficile. Le facteur le plus important est d'être sur qu'à long terme, c'est un investissement valable. Car on peut emprunter une grande partie, mais on ne peut pas emprunter tout l'argent nécessaire.

**M. MacBain:** Merci, monsieur Bain. Merci, monsieur le président.

**The Chairman:** Thank you. Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** Thank you, Mr. Chairman. I have a question for Mr. Cameron concerning solar energy. I would like to know if Exxon is also carrying on research in the field of solar energy. You have been talking about what is presently going on in Canada, but the American government is offering tax credits of up to \$4,000 in order to encourage people to buy solar equipment. Do you have any direct relations with your parent company? Is it also carrying out research in this field?

**M. Cameron:** Nous avons conclu des accords de recherches avec la société Exxon; nous faisons chacun de la recherche et nous échangeons des renseignements sur nos domaines respectifs. Nous nous spécialisons dans des domaines qui intéressent particulièrement le Canada. Évidemment nous profitons du travail fait par Exxon, notamment dans le domaine des systèmes thermosolaires, sur le *Solar Thermal Systems*, qui est le nom de la société, mais ce travail porte sur les capteurs dont j'ai parlé plus tôt. A la fin de l'année dernière, nous y avons déjà consacré 26 millions de dollars américains. Nous profitons de leur travail et, à leur tour, ils profitent du nôtre.

**Mr. Portelance:** Precisely; \$26 million is considerably more than has been spent here in Canada. Do they not have any additional information? They must be much further ahead than we are. Are there findings available?

**M. Cameron:** Nous avons accès à toutes leurs données. Quant aux progrès qu'ils ont accomplis, leur expérience dans le domaine de l'exploitation proprement dite dépasse certes la nôtre. Par exemple, une compagnie qui s'appelle *Solar Thermal Systems*, dirigée par Exxon, fabrique des collecteurs solaires et vend des chauffe-eau. Nous avons, bien sûr, accès aux données découlant de ces opérations. Nous nous entretenons de nos activités respectives, mais notre expérience n'est pas de première main.



[Text]

**Mr. Portelance:** Their experience from being in that business proves what you are saying here today: that it is not a good investment.

**Mr. Cameron:** The information that we showed today is consistent with their experience. The data I showed you here on this Attachment 3 is drawn from a broad background and part of that input is from the experience gained in Exxon. The United States situation is somewhat different from the Canadian situation in three important aspects: one, much higher conventional energy prices; two, an incentive program with 40 per cent tax write-offs, and more in some states; and third, the climate is much more favourable in California.

Those three elements make a lot of difference and the result is that sales have grown very substantially in solar systems in the United States. I think last year the sales from medium-level solar systems amounted to some 6 million square feet. The business is more developed for those three reasons.

**Mr. McCauley:** Can I ask a supplementary?

**Mr. Portelance:** Go ahead, Gary.

**Mr. McCauley:** If Imperial Oil developed some kind of new solar technology, would you own that technology or would your parent company own that technology?

**Mr. Cameron:** I guess we would both own the technology. We would use it and we would not pay anybody any fees, and they would use it and they would not pay anybody any fees. That is part of our research exchange agreement, which we believe works in our favour.

**Mr. Portelance:** I have no more questions. Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Portelance. Now we have Mr. Corbett.

**Mr. Corbett:** Thank you, Mr. Chairman. I apologize for coming in after your presentation but I did have a chance to peruse some of it. I was interested in your comment that Imperial Oil has an interest in coal, and that you have apparently made some acquisitions in coal fields and things of that nature. Where are these acquisitions?

**Mr. Bain:** I am not aware of any acquisitions. We have taken out coal leases in both Alberta and British Columbia and I believe we are a 16-per-cent partner in the quintet operation.

**Mr. Corbett:** I see. Could you expand somewhat on what Imperial Oil's goals and objectives might be with regard to the development of coal as an alternate source of energy?

**Mr. Bain:** I know of no specific objectives other than that they would like to be able to do it, and do it well. There is obviously a growing market for coal within Alberta and British Columbia and in the export market, as well as here in Ontario.

**Mr. Corbett:** So you do not have any information or any data available now or with you that could shed some light on Imperial's objectives as far as the development of coal technology and the hydro liquification of it, for instance.

[Translation]

**M. Portelance:** Leur expérience dans ce domaine leur a prouvé ce que vous nous dites aujourd'hui, à savoir que l'investissement n'est pas rentable.

**M. Cameron:** Les renseignements que nous vous avons fournis aujourd'hui cadrent avec leur expérience. Les données, qui figurent à l'annexe 3, se basent, en partie, sur les expériences d'Exxon. La situation aux États-Unis diffère de celle du Canada, pour trois raisons principales: premièrement, les prix de l'énergie traditionnelle sont supérieurs à ceux du Canada; deuxièmement, ils bénéficient de mesures incitatives, notamment d'abattements fiscaux pouvant atteindre plus de 40 p. 100 dans certains États; et troisièmement, le climat de la Californie leur est favorable.

Ces trois éléments font varier les conditions. Il en résulte que les ventes de systèmes solaires aux États-Unis se sont accrues de façon considérable. L'année dernière, on a vendu pour quelque 6 millions de pieds carrés de systèmes solaires intermédiaires. Les activités dans ce domaine sont plus importantes aux États-Unis pour les trois raisons que je viens d'énumérer.

**M. McCauley:** Puis-je vous poser une question supplémentaire?

**M. Portelance:** Allez-y Gary.

**M. McCauley:** Si l'Impériale devait inventer une nouvelle technologie solaire, appartiendrait-elle à vous ou à votre société-mère?

**M. Cameron:** Aux deux, je suppose. Nous nous en servirions sans payer de droits et notre société-mère s'en servirait de la même façon. Cela fait partie de notre accord sur l'échange de la recherche qui agit, nous croyons, en notre faveur.

**M. Portelance:** Je n'ai plus de questions à poser. Merci.

**Le président:** Merci, monsieur Portelance. Monsieur Corbett.

**M. Corbett:** Merci, monsieur le président. Je m'excuse d'être arrivé après votre présentation, mais j'ai eu le temps d'en prendre connaissance après coup. Vous avez dit que l'Impériale s'intéresse au charbon et que vous-même aviez acheté quelques bassins houilliers. Où se trouvent-ils?

**M. Bain:** Je ne suis pas au courant de ces achats. Nous avons obtenu la concession de certaines mines en Alberta et en Colombie-Britannique. Nous sommes cinq partenaires dans cette opération dont nous représentons 16 p. 100.

**M. Corbett:** D'accord. Pourriez-vous préciser les objectifs de l'Impériale vis-à-vis de l'exploitation du charbon comme source d'énergie de remplacement?

**M. Bain:** Ignore l'existence d'objectifs aussi précis. Je sais simplement que la société voudrait mener à bien le projet. Évidemment, le marché du charbon s'accroît en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario ainsi qu'à l'étranger.

**M. Corbett:** Donc, vous n'avez pas de renseignements supplémentaires en main pour tirer au clair les objectifs précis de l'Impériale en vue de mettre au point une technique permettant de liquéfier le charbon par exemple.



[Texte]

• 1630

**Mr. Bain:** I am not aware that we have any objectives at this moment other than a watching brief with regard to the liquefaction or gasification of coal. We do maintain some research awareness of what is going on.

**Mr. Corbett:** I see. Imperial's main thrust, then, other than the development of your oil interests, is pretty much confined then to solar.

**Mr. Bain:** Outside of the hydrocarbon, we have a major mining exploration program in coal development. But, yes, in what we call the alternative energies, the ones that are not big now, I guess solar is the major involvement, yes.

**Mr. Corbett:** There seems to be some confusion because we consider, for instance, the development of coal, the technologies that are involved with the hydrofication of coal and other technologies that can be used in developing coal, such as pyrolysis and the synthesis which has been used very successfully in South Africa, as being an alternative. This committee considers that as being an alternative source of energy. I take that Imperial's attitude is that it is more of a conventional type of energy.

**Mr. Bain:** Well, we are treating it as a conventional one, but would admit that taking coal through the liquefaction or gasification process is not conventional. It is an alternative energy, very definitely.

**Mr. Corbett:** But the company has not done very much in research and development in that direction. For instance, it has not developed the same sort of physical energies in developing coal as an alternative source in the gasification or whatever as has expended on the development of solar energy.

**Mr. Bain:** I believe that is correct. Yes, sir.

**Mr. Corbett:** Fine. Thank you very much.

**The Chairman:** Thank you. Before going to Mr. Clay and Mr. Graham, I would like to go back, Mr. Bain. When you were telling us that it would be 1.8 million barrels a day demand, I think it is, and there would only be a shortfall of .2 million a day, was this by 1990?

**Mr. Bain:** That was in the year 1990. Yes, sir.

**The Chairman:** In the early nineteen nineties, we could say.

**Mr. Bain:** Yes.

**The Chairman:** What would your opinion be that the frontier fields could make up that difference and we would not have to import even one barrel? In other words, that we would be self-sufficient by the early nineteen nineties if the frontier fields come through.

Is that just a faint possibility or is it even a probability?

**Mr. Bain:** Sir, I wish I could answer that question authoritatively. Our company is not involved in the east coast play. We have had some success in the Beaufort area, but a major part of the Beaufort area is under the control of Dome. We just cannot attest to that, so I cannot even give you an opinion. Speculation would be out of place here. But as we have said, if

[Traduction]

**M. Bain:** Nous n'avons pas, à ce que je sache, d'objectifs explicites à l'heure actuelle, si ce n'est que nous devons suivre les progrès réalisés dans le domaine de la liquéfaction ou de la gazéification du charbon. Nous observons ce qui se passe dans ce domaine par nos propres recherches.

**M. Corbett:** Ainsi, le but essentiel de l'Impériale, à part la mise en valeur des intérêts pétroliers, se limite essentiellement à l'énergie solaire.

**M. Bain:** Les hydrocarbures mis à part, nous avons un programme important d'exploitation du charbon. Or, vous avez raison de dire que dans le domaine des énergies de remplacement, c'est-à-dire celles qui sont peu exploitées en ce moment, nous nous consacrons surtout au domaine du solaire.

**M. Corbett:** Il semble y avoir une confusion. Par exemple, l'exploitation du charbon et les technologies connexes, comme la pyrolyse et la synthèse, qui a eu un grand succès en Afrique du Sud, présentent une solution de rechange. Le comité considère que ces procédés sont fiables comme énergie de remplacement. Mais l'Impériale semble croire qu'il s'agit d'une source d'énergie traditionnelle.

**M. Bain:** Nous le traitons ainsi. Toutefois, j'avoue que les procédés de liquéfaction ou de gazéification ne sont pas traditionnels. Il s'agit absolument d'énergie de remplacement.

**M. Corbett:** Mais, la société a fait peu de recherche ou d'expérimentation en ce sens. Par exemple, elle n'a pas déployé les mêmes efforts pour mettre en valeur le charbon comme énergie de rechange que pour l'énergie solaire.

**M. Bain:** Je crois que vous avez raison. Oui, monsieur.

**M. Corbett:** D'accord. Merci beaucoup.

**Le président:** Merci. Avant de revenir à M. Clay et à M. Graham, je vais demander quelques précisions à M. Bain. Vous nous avez dit que la demande serait de 1.8 million de barils par jour, si je ne m'abuse. Ainsi, il nous manquerait 200,000 barils par jour. Parliez-vous alors de l'année 1990?

**M. Bain:** C'est exact.

**Le président:** Du début des années 90, n'est-ce pas?

**M. Bain:** Oui.

**Le président:** Pensez-vous que les régions pionnières pourraient combler la différence, nous évitant ainsi toute importation? En d'autres termes, si ces régions s'avèrent exploitables, serions-nous autonomes dès le début des années 90?

S'agit-il d'une éventualité peu probable ou d'une probabilité?

**M. Bain:** J'aimerais bien être en mesure de vous répondre sans ambiguïté, monsieur. Notre compagnie n'a pas d'intérêt dans les forages de la côte Est. Nous avons connu un certain succès dans la mer de Beaufort, mais son exploitation relève, en majeure partie, de la compagnie Dome. Nous ne sommes pas en mesure de certifier les faits, de sorte que je ne puis vous

[Text]

the frontiers come on in modest measure, there is reason to hope that we can be self-sufficient by the early nineteen nineties, but that is contingent on having the Cold Lake project proceed as planned and the oil sands start up in 1986.

**The Chairman:** You are the major concern in Cold Lake, are you?

**Mr. Bain:** Yes, sir.

**The Chairman:** Is that shared with any other company or is it completely Imperial Oil?

**Mr. Bain:** At the moment Imperial Oil is carrying it. I believe there is going to be a partnership of some kind. I do not know who or in what volume it will be.

**The Chairman:** Two hundred thousand barrels a day seems to me, from what we have read in the newspapers and heard in various reports, not improbable.

**Mr. Bain:** It is not improbable. It is sort of a bullish thing. You could conjure up a scenario where investor confidence does not remain high and the activity does not continue because a large part of our new supplies—I think some 300,000 barrels a day, I suggested—would come from new discoveries and enhanced recovery projects. That is a very major component of the new supply.

**The Chairman:** Yes. You said there would be 400,000 barrels a day from new discoveries plus enhanced systems of recoveries of existing. Could you elaborate on the enhanced part?

• 1635

**Mr. Bain:** One of the projects we are looking at, that has been announced, is a carbon dioxide flood in the Judy Creek field that would add 15 percentage points to the recovery factor. I am not sure what the factors are. Let us say it would raise it from 60 per cent to 75 per cent. That would generate several hundred million barrels of new oil. That is an enhanced recovery project.

There are thermal recovery projects that are being tried. The competitive industry out in Alberta is trying many, many things.

**The Chairman:** Are any of them in operation now, these new methods?

**Mr. Bain:** No, sir. Many of them are just coming. There is quite a technological risk, as you might expect, in this kind of thing. There are many of the classical secondary recovery, natural gas floods, propane floods, and water floods. They have been in operation for 25 or more years in various fields, but these exotic enhanced recovery or tertiary recovery methods are just coming.

**The Chairman:** Thank you. Mr. Clay and then Mr. Graham.

**Mr. Gurbin:** Could the witness clarify a production factor or put a figure. I do not mean to interrupt your questioning, but how much did you say we were getting from the conventional fields today?

[Translation]

donner mon opinion à ce sujet. Toute conjecture serait déplacée. Or, comme nous l'avons dit, si les régions pionnières s'avèrent moyennement intéressantes, nous pourrions espérer atteindre l'autonomie dès le début des années 90. Cela dépend du projet de Cold Lake ainsi que de l'exploitation des sables bitumineux, qui doit commencer dès 1986.

**Le président:** Vous êtes les principaux actionnaires de Cold Lake, n'est-ce pas?

**M. Bain:** Oui, monsieur.

**Le président:** D'autres sociétés s'y intéressent-elles également?

**M. Bain:** En ce moment, l'Impériale y est seule. Nous allons nous associer avec quelqu'un, mais je ne connais ni le nom de l'associé éventuel, ni l'importance de ses parts.

**Le président:** D'après ce que l'on peut glaner dans les journaux et les rapports divers, une production de 200,000 barils par jour ne semble pas improbable.

**M. Bain:** Elle n'est pas improbable. C'est une entreprise audacieuse. On pourrait envisager un scénario où les investisseurs perdent leur confiance dans nos activités, car un supplément de 300,000 barils par jour, si je ne m'abuse, proviendrait de nouveaux forages. Cela constitue la majeure partie des approvisionnements nouveaux.

**Le président:** Oui. Vous avez dit que 400,000 barils par jour seraient produits grâce aux nouveaux forages ainsi qu'à l'amélioration de l'exploitation des sources existantes. Pourriez-vous préciser le sens du mot «amélioration»?

**M. Bain:** Il est question d'introduire du bioxyde de carbone dans le gisement de Judy Creek, ce qui permettrait d'accroître de 15 p. 100 le facteur de recouvrement. Je ne suis pas sûr de ce chiffre, mais admettons que le pourcentage passerait de 60 à 75 p. 100. On obtiendrait ainsi plusieurs centaines de millions de barils de pétrole frais. Voilà donc une possibilité pour améliorer le pourcentage de recouvrement.

On est en train d'expérimenter en Alberta différentes méthodes de recouvrement thermique.

**Le président:** Parmi ces nouvelles méthodes, y en a-t-il qui soient déjà utilisées industriellement?

**M. Bain:** Non pas encore. Elles présentent toutes un certain risque technologique. Il existe toutes sortes de techniques classiques de recouvrement par injection de gaz naturel, de propane ou d'eau. Cela fait 25 ans qu'on utilise ces méthodes dans différents gisements; mais les méthodes de recouvrement tertiaire en sont encore au stade expérimental.

**Le président:** Merci. La parole est à M. Clay et ensuite à M. Graham.

**M. Gurbin:** Je me permets de vous interrompre pour vous demander combien nous parvenons à extraire actuellement des gisements exploités selon les techniques classiques.



[Texte]

**Mr. Bain:** It is 1.2 to 1.3 million today, and that would be about 700,000 in 1990.

**Mr. Gurbin:** It is my understanding that the factor is decreasing by about 100,000 barrels per day.

**Mr. Bain:** Very nearly. It will be 100,000 barrels per day each year for the next five years, and then it will taper off, the normal decay curve.

**Mr. Gurbin:** Thank you.

**Mr. Clay:** If I might make one observation before asking a couple of questions, there was the suggestion that perhaps Imperial Oil was not doing enough in the alternative energy field. In the United States, where some oil companies are quite active in such areas as geothermal leasing and geothermal development, solar energy and coal conversion, you are accused of becoming energy conglomerates and attempting to dominate the energy field. So as you become more involved in Canada I think you will fall heir to another set of criticisms.

In the forecast which you have included as attachments 1 and 1A, I presume this would be a base case or most likely a case drawn from work which you would have prepared for some other purpose. Would it be possible, without getting you to do any extra work, to submit to the committee some more information on the assumptions which go into these demand forecasts and supply forecasts and perhaps sort of upper and lower bounds to what you think is reasonable development, if you have already prepared it for some other purpose?

**Mr. Bain:** Let me give you a qualified answer. The answer is very definitely yes, we can and will give you some more. The timing is of a little concern to us. As I mentioned, some of these numbers may change slightly, but we pulled these out of our preparation of our major submission to the National Energy Board, and we expect to have 240 tables of data in that submission. I do not want to give them all to you because I would like to give you a selection of those. Would it be possible for us to give it to you during the first week, or September 5? That is the filing date and I am sure we will have everything ready by then.

**Mr. Clay:** As far as I am concerned, that is quite all right.

**Mr. Bain:** We would be delighted to give you that, and it explains the methodology that we used in the presentation.

**Mr. Clay:** Yes. I assumed you would be preparing sets of data like that for the board.

On page 4 of the submission you mention the solar collector technology that you are working on in Imperial Oil. I gather you are developing your own collectors, which you are testing, or are these someone else's collectors?

**Mr. Cameron:** The collectors which we have been testing have been purchased or obtained from Exxon. Most of them have been purchased Canadian collectors.

**Mr. Clay:** If I could paraphrase your remarks, you stated that it was possible to build solar collectors that work but the problem with these systems is primarily an economic one. This is somewhat at variance with what the National Research Council told us on the subject of collector systems. They are testing a variety of systems at their laboratories. They are finding a lot of problems with air infiltration in the air

[Traduction]

**M. Bain:** 1.2 à 1.3 millions actuellement et 700,000 en 1990.

**M. Gurbin:** Il paraît que ces chiffres baissent d'environ 100,000 barils par jour.

**M. Bain:** Plus ou moins. La diminution sera de 100,000 barils par jour pendant chacune des 5 années à venir, après quoi ces chiffres iront en diminuant.

**M. Gurbin:** Merci.

**M. Clay:** On dit que l'Impériale ne consacre pas suffisamment de crédits à l'étude des énergies de substitution. Aux États-Unis notamment où certaines compagnies pétrolières font de la recherche dans les domaines de l'énergie géothermique, de l'énergie solaire et de la conversion du charbon, on vous accuse d'essayer de dominer le domaine énergétique. On vous lancera sans doute les mêmes accusations au Canada au fur et à mesure que vos activités dans notre pays prennent de l'essor.

Les prévisions contenues dans vos annexes 1 et 1A proviennent je présume d'une étude que vous aviez effectuée dans un autre contexte. Serait-ce trop vous demander que de nous fournir un complément d'information concernant les hypothèses que vous avez utilisées pour vos prévisions d'offre et nous fournir également des prévisions de développement maxima et minima raisonnables à votre avis.

**M. Bain:** Nous allons certainement essayer de vous donner satisfaction. Certains de ces chiffres seront peut-être légèrement modifiés; ils proviennent d'un exposé que nous avons rédigé à l'intention de l'Office national de l'énergie, exposé qui contiendra 240 tableaux. Je vous en donnerai qu'une partie rassurez-vous. Cela vous irait-il si on vous faisait parvenir ces documents durant la première semaine de septembre; notre mémoire doit être déposé le 5 septembre, donc tout sera prêt.

**M. Clay:** Ce sera parfait.

**M. Bain:** Cela vous permettra de mieux comprendre la méthode que nous avons utilisée.

**M. Clay:** Je pensais bien que vous prépariez des données de ce genre pour l'Office de l'énergie.

Il est question à la page 4 des travaux que votre société effectue actuellement sur les capteurs solaires. Ces capteurs ont-ils été mis au point par vous ou bien par quelqu'un d'autre?

**M. Cameron:** Les capteurs faisant l'objet de ces études ont été achetés à Exxon, la plupart ayant été fabriqués au Canada.

**M. Clay:** D'après vos dires, il y a moyen de fabriquer des capteurs solaires qui fonctionnent mais il n'est pas sûr qu'ils soient rentables. Ceci contredit les déclarations à ce sujet du Conseil national de recherches, lequel est en train d'étudier dans son laboratoire différents types de capteurs. Ils se sont heurtés à différents problèmes et notamment à la filtration d'air dans les capteurs à air, des problèmes de condensation et



[Text]

collectors, problems with condensation and corrosion in their water systems, problems with coverplates shattering and so on.

• 1640

They seem to be having problems with what you might call the mechanical side of it, or the durability, and this in turn causes them other problems in attempting to set standards for these devices. Have you not had some of these same mechanical problems in your tests?

**Mr. Cameron:** We have had all of them. When I say they work, I did not mean they worked without problems, we have had problems. I may cite specifically the facility at Finch Avenue. We started off with that facility and spent about \$125,000. That was in October of last year. The current level of expenditure is about \$175,000. In the interim, we have changed a number of the collectors, we have made substantial changes to the piping, we have changed the instrumentation, and we will be changing the heat exchanger; we have had many problems. But we have a 600-gallon tank in the facility and it is full of hot water on days the sun shines. That is what I mean when I say that it works, but it does have problems.

In fact, Mr. Chairman, if the committee would like to visit our facility in Toronto, you would be most welcome to do so.

**The Chairman:** We are having a public hearing in Toronto in September. Perhaps our project manager could take note of your invitation. If we have the time to do so, we would be happy to visit your facility.

**Mr. Cameron:** We could extend that if you wish, we have a facility in Sarnia that we would be happy to show you and your committee, if you could spare the time.

**The Chairman:** Thank you.

**Mr. Clay:** So your observation then would, I suppose, be close to that of NRC, that the problem still is in attempting to assess the durability of individual components in the system as a whole, that the life expectancy of these systems is still not clear.

**Mr. Cameron:** The economics are normally considered with a 20-year life. We certainly have not had systems that run 20 years but they have, of course, in Israel and Australia and these other countries.

The reason we have structured our program in this way is in order to gain a range of experience. We have done simple laboratory-type work, we have an intermediate phase represented by our Scott Road facility, and then we have a long-term demonstration facility, the Finch Avenue one, where we can leave those collectors exposed for a large number of years and very carefully monitor their performance with time. Let me give you some very simple kinds of things you can do with that facility. For example, you can wash or not wash the collectors—we do not know whether dirt accumulation is going to be a serious problem. We have the capability of varying the angles—we do not know how critical that is.

In the facility we are planning to build in Calgary, we are going to have far greater flexibility to monitor performance. In that facility, we are going to mount the collectors vertically and so we are going to get new kinds of experience. There is a

[Translation]

de corrosion dans les systèmes fonctionnant à l'eau et à l'éclatement des plaques de revêtement.

L'aspect technique de la question semble poser pas mal de problèmes, c'est que le dispositif ne serait pas assez solide, si bien qu'il est difficile d'établir des normes de fabrication. Vous êtes-vous heurtés aux mêmes difficultés au cours de vos expériences?

**M. Cameron:** Effectivement. Lorsque j'ai dit qu'ils fonctionnent, je ne voulais pas dire que c'était sans problème. Ainsi au mois d'octobre dernier, nous avons dépensé 125,000 dollars dans nos installations de l'avenue Finch. Ces dépenses atteignent maintenant 175,000 dollars. Entre temps, nous avons changé plusieurs des capteurs, modifié la canalisation, les instruments, et très prochainement nous allons également changer l'échangeur de chaleur. Donc, les difficultés n'ont pas manqué. Mais par temps ensoleillé, nous avons dans cet immeuble un réservoir qui fournit 600 gallons d'eau chaude. Cela marche donc, mais pas sans problèmes.

Nous nous ferions un plaisir, monsieur le président, de vous faire visiter nos installations de Toronto.

**Le président:** Une audience publique est justement prévue à Toronto au mois de septembre. Nous prenons donc bonne note de votre invitation. Si le temps le permet, nous ne demandons pas mieux.

**M. Cameron:** Nous pourrions également vous faire visiter nos installations de Sarnia.

**Le président:** Merci.

**M. Clay:** Tout comme les spécialistes du CNR, vous estimez donc que la solidité des différentes parties de ces installations n'a pas encore fait ses preuves; il n'y a donc pas moyen de prévoir combien de temps une installation de ce genre pourrait fonctionner.

**M. Cameron:** Pour être rentable, l'installation devrait pouvoir fonctionner vingt ans. Nous n'avons pas une expérience aussi longue chez nous, contrairement à des pays tels qu'Israël, l'Australie et d'autres.

Notre programme a été établi de façon à nous assurer toute une gamme d'expériences. Nous avons notamment fait du travail de laboratoire, puis une phase intermédiaire dans nos installations de Scott Road et enfin un projet pilote de longue haleine à l'avenue Finch où les capteurs seront utilisés pendant de nombreuses années au cours desquelles ils sont suivis attentivement. On utilisera différents tests. Certains capteurs seront lavés, d'autres ne le seront pas afin de déterminer si l'accumulation de saleté cause ou non des problèmes. On pourra aussi varier l'angle d'inclinaison.

Les résultats pourront être suivis de bien plus près dans le nouvel immeuble que nous comptons construire à Calgary. En effet les capteurs y seront montés verticalement, ce qui est une nouveauté. Il reste encore beaucoup de travail à faire avant de

## [Texte]

lot of things that need to be done to gain experience, both on how to operate them and how well they hang together over many years in the Canadian climate.

**Mr. Clay:** What would be the longest period of time that one of these collectors has been exposed?

**Mr. Cameron:** In ours?

**Mr. Clay:** Yes.

**Mr. Cameron:** About two years.

**Mr. Clay:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Graham.

**Mr. Graham:** Yes, I would like to ask a question about your transportation sector and how much oil you assume will be used in that sector. Specifically I want to ask you what the percentage was you expected alcohol fuels to represent in the transportation sector?

**Mr. Bain:** We do not have a specific projection. What I think I said earlier was that it would only be in the range of 1 or 2 per cent.

**Mr. Graham:** Did I understand also that you are doing a report on alcohol fuels in general?

**Mr. Cameron:** That is right.

**Mr. Bain:** There is a study within that.

**Mr. Cameron:** Specifically, we have a task force working to determine what the company's role should be in the alcohol fuels for transportation.

**Mr. Graham:** Would the type of information you are using in your considerations for that report be made public after the report is submitted to your company?

**Mr. Cameron:** I do not want to make blanket promises but we could probably talk to you about our findings when we get to that point.

**Mr. Graham:** You mentioned that some of these other figures might be made available to the committee, perhaps after that report is filed, if we could get that data it would be useful for us.

• 1645

**Mr. Cameron:** We would be happy to discuss the subject with you when we are in a better position to do so.

**Mr. Graham:** Okay. The second question concerns the fact that you can derive calories or energy from almost any substance that is combustible, and because of that, I am wondering whether we should be using hydrocarbons simply to derive energy from, or whether we should be conserving them so we can use their unique molecular properties for other things, such as the petrochemicals industry. I ask this question because you say the petrochemical sector will be one part of the oil industry that is growing in the next few years, and I am wondering if you are anticipating petrochemical feedstocks as being the main or preferred use for oil in the future, and its use for energy being streamed out.

**Mr. Bain:** We do not see, as you can see from this projection, hydrocarbon energy, or specifically petroleum energy, being displaced from the transportation sector over the next

## [Traduction]

savoir comment les faire fonctionner au mieux et combien d'années ils résisteront dans les conditions climatiques du Canada.

**M. Clay:** Quelle est la durée maximale de fonctionnement de ces capteurs?

**M. Cameron:** Vous parlez des nôtres?

**M. Clay:** Oui.

**M. Cameron:** Deux ans environ.

**M. Clay:** Merci.

**Le président:** Monsieur Graham.

**M. Graham:** Quelles sont vos prévisions quant aux quantités de pétrole qui seront utilisées pour le transport et plus particulièrement, quelle sera la proportion des carburants dérivés de l'alcool?

**M. Bain:** Nous n'avons pas fait de prévision dans ce domaine. Je ne pense pas que cette proportion dépasse 1 ou 2 p. 100.

**M. Graham:** Vous êtes en train de rédiger un rapport général sur les carburants dérivés de l'alcool, n'est-ce pas?

**M. Cameron:** Exact.

**M. Bain:** Vous avez consacré une étude à ce sujet.

**M. Cameron:** Nous avons un groupe de travail qui est chargé de déterminer le rôle de la compagnie dans le domaine des carburants dérivés de l'alcool et destinés au transport.

**M. Graham:** Comptez-vous publier les renseignements contenus dans ce rapport lorsque vous l'aurez soumis à votre compagnie?

**M. Cameron:** Je ne veux rien vous promettre mais nous pourrions sans doute vous en parler en temps et lieu.

**M. Graham:** Vous avez dit que certains de ces chiffres pourraient être communiqués au Comité après le dépôt de votre rapport, ce qui serait très très utile pour nous.

**M. Cameron:** C'est avec plaisir que nous en discuterons lorsque nous serons mieux en mesure de le faire.

**M. Graham:** D'accord. Ma deuxième question porte sur le fait qu'on peut extraire des calories ou de l'énergie à partir de toute substance combustible. En ce sens, je me demande s'il est judicieux d'utiliser des hydrocarbures afin de produire de l'énergie au lieu de les conserver pour pouvoir nous servir de leurs propriétés moléculaires uniques, notamment dans l'industrie de la pétrochimie. Cette question découle de votre déclaration selon laquelle le secteur pétrochimique est une branche de l'industrie pétrolière qui prendra de l'expansion au cours des années à venir. En ce sens, croyez-vous que les produits pétroliers de base serviront moins en moins dans le domaine de l'énergie, à la faveur de la pétrochimie?

**M. Bain:** Comme vous pouvez le constater d'après nos prévisions, l'énergie des hydrocarbures et notamment l'énergie pétrolière, sera nécessaire au secteur des transports au cours



[Text]

two decades. Your point on petrochemicals is well taken. Right now as I understand it, 3 to 5 per cent of oil consumption goes into petrochemical feedstocks. With oil remaining flat and petrochemicals growing, I am just guessing, but I would expect the share of liquid hydrocarbons going into petrochemicals probably will reach 10 per cent by the end of the century. I do not see it becoming much more significant than that. That is not to say it could not, but the kind of transporjections, including all the announcements of plants that have been made, indicates that kind of growth rate.

**Mr. Graham:** Since energy is derivable from a number of other sources, but the unique properties of hydrocarbons are not, do you think . . .

**Mr. Bain:** One of the things we are projecting—and I think will show up, but I will have to retract it if it does not—I think we are going to show a coal-base methanol plant in the late nineteen-nineties, in our National Energy Board submission. If we do not actually show it, we very nearly showed it. It is coming, we believe. Coal is capable of providing some of the components of the petrochemical industry.

**Mr. Graham:** I was just wondering if, in your corporate strategy, you might be considering the fact that hydrocarbons will be worth more in the future because of their molecular properties than because of their ability to provide energy.

**Mr. Bain:** Yes, sir, I believe we do recognize that, and we have made many investments to pull some of these desirable molecules out of the stream. At no time have we ever crossed the bridge of saying we will set hydrocarbons aside for petrochemicals alone. Maybe you are suggesting we should and maybe we will at some point in time, but I would not see it coming this century.

**Mr. Graham:** So you cannot set a date for that?

**Mr. Bain:** No, sir. I think the market system is working and petrochemicals is growing. I think it will more than double its share of the proportion of oil that it takes. I do not think it will go much faster than that, though.

**Mr. Graham:** Thank you.

**The Chairman:** I would like to thank you, Mr. Bain, Mr. Cameron and Mr. Campbell, on behalf of the committee. I am sure we will be in touch with you through our staff once again for further submissions or facts and figures you will be submitting, I think, to the National Energy Board?

**Mr. Bain:** Yes, sir.

**The Chairman:** Would it be possible, then, once it is submitted to the NEB, that you could also send a copy to our committee?

**Mr. Bain:** We will file sufficient copies for this assemblage, if you would like.

**The Chairman:** Thank you very much.

**Mr. Bain:** That will be some time about September 8 or 10.

**The Chairman:** That is very good, thank you.

**Mr. Bain:** One caveat. If there is any delay in the hearing, our submission will be delayed, but based on the assumption

[Translation]

deux décennies à venir. J'ai bien saisi votre argument sur la pétrochimie. A l'heure actuelle, si je ne m'abuse, 3 à 5 p. 100 du pétrole alimentent l'industrie pétrochimique. Puisque l'industrie pétrolière est stable et que celle de la pétrochimie est en croissance, je m'attendrais à ce que, d'ici la fin du siècle, 10 p. 100 des hydrocarbures liquides alimentent une raffinerie ou une usine pétrochimique. Je n'envisage pas une proportion beaucoup plus élevée. Toutefois, il n'est pas impossible qu'elle soit plus importante que je ne l'ai signalé. Néanmoins, les prévisions, y compris celles des usines, semblent indiquer un taux de croissance de cet ordre.

**M. Graham:** Puisque l'énergie provient de sources diverses, ne croyez-vous pas que les propriétés uniques des hydrocarbures devraient être . . .

**M. Bain:** Si nos prévisions ne se réalisent pas, je vais devoir me rétracter. Sinon, je crois que le rapport que nous présentons à l'Office national de l'énergie prévoit, pour la fin des années 90, une usine de production de méthanol utilisant le charbon comme combustible. Du moins, nous croyons qu'elle se concrétisera. Le charbon peut fournir certains éléments à l'industrie pétrochimique.

**M. Graham:** Je songeais à la possibilité de donner plus d'importance aux hydrocarbures dans les stratégies industrielles de l'avenir, à cause de leurs propriétés moléculaires et de leur capacité de fournir de l'énergie.

**M. Bain:** Oui, monsieur. Nous avons tenu compte de ces propriétés. Nous avons d'ailleurs déployé beaucoup d'efforts afin d'extraire ces molécules précieuses. Nous ne nous sommes jamais contentés de réserver exclusivement les hydrocarbures à la pétrochimie. Vous proposez qu'on le fasse; ce sera peut-être pour plus tard. Néanmoins, je ne l'envisage pas avant la fin du siècle.

**M. Graham:** Ainsi, vous n'avez pas fixé de date limite?

**M. Bain:** Non, monsieur. Le système de l'offre et de la demande marche très bien et l'industrie pétrochimique grandit. Elle doublera la proportion du pétrole qu'elle consomme, mais elle ne croîtra pas plus vite.

**M. Graham:** Merci.

**Le président:** Messieurs Bain, Cameron et Campbell, je tiens à vous remercier au nom du comité. Nous nous mettrons sans doute en rapport avec vous par l'intermédiaire de notre personnel afin d'obtenir les rapports supplémentaires ou les données que vous soumettrez à l'Office national de l'énergie, n'est-ce pas?

**M. Bain:** Oui, monsieur.

**Le président:** Pourriez-vous nous envoyer un exemplaire du rapport, une fois que vous l'aurez présenté à l'Office national de l'énergie?

**M. Bain:** Nous vous enverrons autant d'exemplaires qu'il y a de membres au comité, si vous voulez.

**Le président:** Merci beaucoup.

**M. Bain:** Vers le 8 ou 10 septembre.

**Le président:** Très bien. Merci.

**M. Bain:** Une réserve. Si les audiences sont reportées, la soumission de notre rapport le sera également. Cependant,



[Texte]

that we are going to submit on September 5, which is the due date, you will . . .

**The Chairman:** Our date for reporting to Parliament is December 19. We hope to wrap up our hearings by the end of October, so if we could have it before the end of October, we would appreciate it.

**Mr. Bain:** You will have it by that time.

**The Chairman:** Thank you. Could I have a motion to make this presentation part of our *Minutes of Proceedings, and Evidence*?

**Mr. MacBain:** I so move.

Motion agreed to.

**The Chairman:** Thank you, Mr. MacBain.

We will have a short recess before hearing the others.

• 1649

• 1706

**The Chairman:** Order, please. We are happy this afternoon to welcome to the committee representatives from Shawinigan Energy Consultants, who will be here to give us a brief on district heating. They are represented here by Mr. G. Farkas, Executive Engineer. I believe Mr. Farkas has an opening statement. You may wish to introduce the gentleman with you, sir.

**Mr. Geza S. Farkas (Executive Engineer, Shawinigan Energy Consultants):** Thank you, Mr. Chairman.

With me is Mr. McIntyre, who is the head of our Mechanical Engineering Department in Ottawa. We are presently working on the study and design of the LeBreton Flats demonstration district heating project.

My task, as I understand it, is to talk about district heating in the general sense: what is it, how does it work, where is it used, what are the advantages and disadvantages. Looking at your list of technologies which may be of promise to Canada in the future, one can see that district heating, co-generation, and heat pumps are the three items which represent, in this listing, conventional technology. In other words, there is nothing to be developed with any one of these technologies other than the actual application. The technology is fully proven, if not here, elsewhere in the world. To adapt it to Canadian conditions is no great problem. Other things, which I am coming to later on, may be in the way, in the area maybe of economics, and, to a large extent, attitudes.

But coming back to what district heating is, to provide a correct definition is difficult. The term has been used many times, and is being used today, in the wrong sense. District heating is just a form of providing heating as a utility similar to how we provide water and electricity and gas supply to an individual home, to an apartment building, to a complex of buildings, et cetera. So in a sense it is an alternative to the individual heating which we all know and use, the home-heating furnace in your home and in my home, which only looks after heating the home; all of it but nothing else.

[Traduction]

puisque nous allons le présenter le 5 septembre, la date limite, allez-vous . . .

**Le président:** Nous devons faire rapport au Parlement le 19 décembre. Nous espérons terminer nos audiences avant la fin d'octobre. Donc, si nous pouvons avoir les soumissions en main d'ici-là, nous vous en saurions gré.

**M. Bain:** Vous les aurez.

**Le président:** Merci. Peut-on proposer que cette présentation soit imprimée en annexe au compte rendu d'aujourd'hui?

**M. MacBain:** Je le propose.

La motion est adoptée.

**Le président:** Merci, monsieur MacBain.

Nous allons ajourner brièvement avant d'entendre les témoins suivants.

**Le président:** A l'ordre, s'il vous plaît. Cet après-midi, le Comité a le plaisir d'accueillir les représentants de *Shawinigan Energy Consultants*, qui nous présenteront un mémoire sur le chauffage collectif. Le principal témoin est M. G. Farkas, ingénieur en chef. M. Farkas veut faire une déclaration préliminaire. Peut-être voudriez-vous aussi présenter votre collaborateur, monsieur.

**M. Geza S. Farkas (ingénieur en chef, Shawinigan Energy Consultants):** Merci, monsieur le président.

Voici M. McIntyre, chef de notre division de génie mécanique à Ottawa. Nous étudions en ce moment un projet expérimental de chauffage collectif sur les Plaines LeBreton.

Si j'ai bien compris, on m'a demandé de parler du chauffage collectif en général: à savoir sa nature, son fonctionnement, son emploi, ses avantages et ses inconvénients. Sur la gamme des techniques prometteuses pour le Canada, on remarque que le chauffage collectif, la cogénération, et les pompes à chaleur représentent, dans cet ordre, trois domaines faisant intervenir des techniques dites conventionnelles. En d'autres termes, toutes ces techniques peuvent être appliquées directement, sans recherche ou expérimentation additionnelles. Ces technologue ont déjà fait leurs preuves ailleurs dans le monde si ce n'est au Canada. Il est assez facile de les adapter au climat canadien. D'autres facteurs, dont je discuterai plus tard, comme la rentabilité, et dans une large mesure, les mentalités, pourraient entraver leur développement.

Pour en revenir au chauffage collectif, il est assez difficile d'en donner une définition précise. Le terme a été utilisé maintes fois, comme aujourd'hui, mais dans un mauvais sens. Le chauffage collectif consiste à fournir de la chaleur, sur le modèle d'un service public, comme les services d'eau, d'électricité et de gaz, à des maisons individuelles, des immeubles collectifs ou à de grands ensembles. C'est donc une solution qui fait pendant au chauffage individuel que nous connaissons tous mais qui sert uniquement à chauffer la maison et rien d'autre.

## [Text]

Chances are when you work in an office, every office in this building, including maybe the restaurant and all the shopping, is supplied with heat from a central plant located in the building, and it has no other function than to supply the heating needs of this particular building. These are the individual forms of heating.

But chances are you studied at a university where all the buildings on the campus were heated from a central plant. If you served in the military, chances are that in the military base all the buildings, again, were heated from a central plant. When you fly out from any large airport in Canada, the whole airport has a central heating system. If you work for a large organization, such as the government, then you again may work and spend a great deal of your life in a building such as this, which again is heated from a central plant, namely Cliff Street, in this case.

So these are central heating schemes where the owner is the very same individual. All the buildings belong to one organization. They serve essentially the same function. This is not district heating, in spite of the fact that heat is provided from a central place.

• 1710

In German, "district heating" translated into English means distance heating, indicating that the heat comes from a certain distance away from where it is used. In French it is called *chauffage urbain*, which you may take to mean either the heating of a city or the heating of a civilized form of a city.

But this does not take us very far when we interpret district heating in the sense that today everybody is using it under the influence of the Europeans who have come to Canada in the past, and we have gone to their countries in the past to look at their district heating methods. The methods, or how the system works, is entirely different in North America and in Canada. There is no single distinction that would tell the two systems apart, other than the exaggerated statement that in North America and in Canada they use, for central heating or individual heating, live heat, and by live heat I mean fuel oil, coal, natural gas; whereas in Europe, for district heating they usually use waste heat or waste energy. Where this waste energy comes from is more or less hidden under your second item which says cogeneration. Nature has arranged that any heat converted into work ends up with a great loss, and this great loss is incorrectly called waste heat. I am sure you know that thermal power plants which use gas or coal or oil as their fuel produce, out of the energy input, about 33 per cent electricity, and the rest, some 67 per cent, is waste. This is not intended to be waste. Nature does not make it end up as waste. It is heat which cannot be converted to electricity. It is the unconverted portion of the original fuel which ends up as waste heat. It is low level heat so therefore it is good for nothing; it has to be rejected to the atmosphere and therefore it becomes useless.

## [Translation]

Le bâtiment administratif dans lequel vous travaillez, y compris le restaurant et tous les étages commerciaux, sont sans doute chauffés à partir d'une chaudière centrale située dans l'immeuble et qui doit répondre uniquement aux besoins en chauffage de cet immeuble. Voilà donc des formes individuelles de chauffage.

Toutefois, tous les bâtiments du campus de l'université où vous avez étudié étaient sans doute chauffés par une chaudière centrale. Si vous avez été militaire, tous les bâtiments de la base étaient sans doute aussi chauffés par une chaudière centrale. Les grands aéroports du Canada ont aussi des systèmes de chauffage central. Si vous travaillez pour un organisme important, comme le gouvernement, vous travaillez et vous passez beaucoup de votre temps dans un immeuble comme celui-ci, qui en l'occurrence est chauffé par une chaudière centrale située rue Cliff.

Il s'agit là de systèmes de chauffage central qui alimentent des immeubles appartenant tous au même propriétaire. Tous les bâtiments appartiennent à un seul organisme. Ils servent tous à la même fin. Toutefois il ne s'agit pas d'un système collectif, en dépit du fait que la chaleur provient d'une chaudière centrale.

En allemand, le terme «chauffage collectif» correspond à un chauffage à distance; autrement dit, la chaleur vient d'une source située à une certaine distance de son point d'utilisation. En France, on parle de «chauffage urbain», qui peut signifier le chauffage d'une ville ou d'une agglomération.

Mais cela ne veut pas dire grand chose, si on interprète le terme chauffage collectif dans le sens où tout le monde l'utilise aujourd'hui, sous l'influence des Européens venus au Canada ou bien parce que, dans le passé, on a visité leurs pays ou étudié leurs méthodes de chauffage collectif. Les méthodes, le fonctionnement du système est tout à fait différent en Amérique du Nord et au Canada. Aucun trait ne suffit à distinguer les deux systèmes, si ce n'est peut-être qu'en Amérique du Nord et au Canada, le chauffage central ou individuel utilise une chaleur vive, c'est-à-dire qui provient directement de la consommation de mazout, de charbon ou de gaz naturel; tandis qu'en Europe, le chauffage collectif est assuré grâce au recouvrement de chaleur perdue ou de l'énergie non utilisée. Cette énergie perdue rejoint plus ou moins ce que vous entendez par «cogénération» à la seconde rubrique de votre ordre du jour. Dans la nature, toute chaleur qui se convertit en énergie mécanique, subit une perte importante, et cette perte est incorrectement appelée chaleur perdue. Vous savez sans doute que les centrales thermiques, qui sont alimentées par le gaz, la houille ou le pétrole, n'utilisent qu'environ 33 p. 100 de toute l'énergie consommée pour produire de l'électricité, et que les 67 p. 100 qui restent sont perdus. Ce n'est pas une perte voulue, la nature ne prévoit pas une telle perte. Cette énergie, c'est de la chaleur qui ne peut être convertie en électricité. C'est donc la partie non convertie du combustible initial qui se transforme en chaleur perdue. C'est une chaleur à basse température, qui donc ne sert à rien; il faut l'envoyer dans l'atmosphère, où elle devient inutile.



## [Texte]

It would be much more appropriate to call it leftover heat—whatever is left over after the conversion. In Europe they use this leftover heat to heat their cities, their factories. They provide industrial heat this way. When the conversion is done so that you produce, in a cogeneration plant, electricity as well as heat, then you end up with a total of about 77 per cent utilization, so only some 23 per cent of energy goes up the chimney. Most of the heat that would have gone into the river, now goes into the district heating system.

The advantages of district heating in terms of energy conversion is this very simple fact that in looking for a combination of two processes, one being generation of electricity and the second being generation of heat, doing the two simultaneously, and in a sense looking for the global optimum, can give you a fantastic saving over generating electricity in a very efficient way but isolated from any heat production, and over introducing heat but isolated from any electrical production. The one thing we have to keep in mind is this distinction that I was talking about between North American or European style district heating. I presume we are using this word in the European sense, which means cogenerating heat and electricity together.

In the paper that you probably have, and on this sheet which is on the board, there is a summary of the differences between North American and European practices. It is a repetition of what I already have said, but perhaps we could go over them very fast.

• 1715

The systems in Europe are dual purpose or multipurpose. They may provide electricity and heat, and they may do something else—they may even provide some other energy. In North America, we either have a power plant which produces electricity or a central heating plant which produces heat. So the product is, therefore, heat plus electricity there, heat only here.

The plants are co-generation plants there, central heating plants here. The fuels which are used are mainly coal and waste—it can be garbage or waste heat, as I said before—but here, it is mainly gas or oil.

The medium which takes the heat from the heat source and transports it over the distance to do the district heating is low temperature water in Europe; it is high pressure steam and high temperature water in our country. This parliament's system is a high pressure steam system; in most airports and military bases in Canada, there are high temperature water systems.

The purpose of all this is to have some kind of comfort heating which, in our case, has to be of a fairly high level everywhere, even in the least-used room in our homes. In Europe, at least in the past, it had to be only an acceptable level and where it was required. Sometimes some rooms were not heated because they were not used to any extent.

## [Traduction]

Peut-être vaudrait-il mieux l'appeler chaleur résiduelle, c'est-à-dire ce qui reste après la conversion. En Europe, on utilise cette chaleur résiduelle pour chauffer les villes et les usines. C'est ainsi qu'on fournit de la chaleur à l'industrie. Et si dans la conversion, dans une usine de cogénération, on utilise aussi bien l'électricité que la chaleur, on atteint un coefficient d'utilisation de 77 p. 100, si bien que 23 p. 100 seulement de l'énergie s'échappe par les cheminées. La plus grande partie de la chaleur qu'on aurait laissé s'échapper dans une rivière, est utilisée dans un système de chauffage collectif.

Les avantages du chauffage collectif du point de vue de la conversion de l'énergie, se résument au fait que la combinaison de deux processus, la traduction simultanée d'électricité et de chaleur, permet d'atteindre une utilisation optimale aboutissant à une économie fantastique; de plus elle permet de produire de l'électricité isolément de toute production de chaleur, et d'une façon efficace, et, inversement de produire de la chaleur, isolément de toute production électrique. Il faut surtout tenir compte de cette distinction que je fais entre le chauffage collectif de type nord-américain et de type européen. Je suppose qu'on utilisera le terme dans son sens européen, c'est-à-dire la cogénération de chaleur et d'électricité.

Dans le document qu'on vous a sans doute remis ainsi que sur le tableau, je résume les différences entre les méthodes nord-américaines et les méthodes européennes. C'est une répétition de ce que j'ai déjà dit, mais peut-être serait-il bon de les revoir rapidement.

Les systèmes utilisés en Europe répondent à des besoins multiples. Ils peuvent fournir en même temps de l'électricité et une autre forme d'énergie. En Amérique du Nord par contre, nous avons des centrales qui produisent exclusivement de l'électricité ou des installations de chauffage central qui ne font que ça. Donc en Europe on produit à la fois de la chaleur et de l'électricité, alors qu'en Amérique on produit uniquement, soit de l'électricité, soit de la chaleur.

En Europe on utilise des installations de production mixte alors qu'en Amérique, ce sont exclusivement des installations de chauffage central. En Europe on utilise le charbon, les ordures ménagères, la chaleur résiduelle, alors qu'en Amérique on utilise essentiellement le gaz ou le pétrole.

En Europe toujours, on utilise l'eau à basse température pour le transport à distance de la chaleur destinée au chauffage collectif. En Amérique par contre, nous faisons appel à la vapeur à haute pression et à l'eau à haute température. Si le système de chauffage central du Parlement fonctionne à la vapeur à haute pression, la plupart des bases militaires et des aéroports sont équipés de système de chauffage à eau chaude à haute température.

En Amérique nous tenons à assurer des températures relativement élevées, même dans les pièces peu utilisées. En Europe par contre, on chauffe à des températures moindres et uniquement dans les pièces habitées. Dans certains immeubles ou maisons, on ne chauffe pas les pièces lorsqu'elles ne sont pas utilisées.



*[Text]*

The cost to the customers in established Canadian central heating systems, such as we have in Toronto, where we have quite a few, is such that it usually commands a premium price. It is provided mainly for institutions, not local residences; while the European district heating has to be competitive with other sources and is provided to institutions and residences without any discrimination or any distinction as to who wants it.

Finally, if it is so good and it saves energy, then it would be a good thing to have a lot of it in any country; but as you can see, with these central heating type of things, we have, in North America, about 1 to 2 per cent, and 2 per cent may be for the United States and Canada may be even less than 1 per cent—maybe 0.5 per cent; whereas in Europe, it varies between 10 and 40 per cent. So if you go to Europe, chances are that, anywhere north of Italy, without exception, you will find this kind of co-generation type district heating. And maybe I could give you a fast rundown in an alphabetical order.

Austria: the city of Vienna has combined garbageburning and district-heating plants which supply the core of Vienna with heat. The Austrians are so poor in natural resources that in this very same plant, they have to use a combined cycle—which is also on your agenda—combined cycle electrical generation of a very, very sophisticated kind which you do not see anywhere else in the world. Apart from Vienna, Salzburg, Graz, Linz and a couple of other small places, cities in Austria are district-heated.

In Belgium, Brussels gets its heat from two power stations which are not too far away from the place.

In Czechoslovakia—in Prague, for instance—district heating is considered as a civic utility. It is almost as common as the water of electricity supplied to our houses in Canada. From the factory where Skoda is located, the whole town is district-heated with the waste heat of the Skoda factory. There are, in Czechoslovakia, over 625 miles of district-heating mains.

In Denmark, district heating has almost reached the level of ridiculousness, in the sense that the Danes consider it economical and desirable and very civilized to provide district heating to individual farm houses which may be hundreds of yards away from each other, and they think nothing of providing district heating for a community where there are five to six homes to an acre.

## • 1720

In Finland, a country which is much closer to the Canadian climate, 20 large towns have district heating. In France, 5,000,000 dwellings, which house 40 per cent of the population, are district heated. Paris is an example, again, of the vertical use of energy in the form of incineration and district heating and power generation. There are quite well known and effective, efficient plants which have proven their use over the years in Paris and in the area of Paris. In West Germany, Hamburg has 220 miles of district heating systems just the city alone.

*[Translation]*

Les installations de chauffage collectif au Canada, dont il en existe plusieurs à Toronto, sont très coûteuses et se vendent fort cher. On les utilise essentiellement pour des collectivités et non pas pour le chauffage des particuliers. En Europe au contraire, le chauffage collectif est fourni à des prix concurrentiels, que ce soit à des collectivités ou à des particuliers.

Puisqu'il est prouvé que les installations de chauffage collectif permettent d'économiser l'énergie, il faudrait les multiplier chez nous alors qu'aux États-Unis elles ne représentent que 1 à 2 p. 100 et moins de 1 p. 100 au Canada; en Europe les chiffres varient de 10 à 40 p. 100. Dans toute l'Europe, au nord de l'Italie, on trouve des installations de chauffage collectif à partir d'une centrale de production mixte. Je vais vous donner la liste par ordre alphabétique.

En Autriche, la ville de Vienne possède une installation de chauffage collectif qui brûle en même temps les ordures ménagères, le chauffage étant distribué dans le centre de la ville. L'Autriche n'ayant pratiquement pas de substances énergétiques, elle est obligée, dans cette installation, de faire appel à un cycle de production électrique mixte extrêmement élaboré qui n'a pas son pareil dans le monde. En plus de Vienne, les villes de Salzburg, de Graz, de Linz et deux autres villes de moindre importance possèdent le chauffage collectif.

En Belgique, Bruxelles est équipé d'un chauffage collectif assuré par deux installations dans la ville-même.

A Prague en Tchécoslovaquie, le chauffage collectif est presque aussi répandu qu'en est la distribution d'eau ou d'électricité au Canada. Toute la ville est en effet chauffée grâce à la chaleur résiduelle des usines Skoda. La Tchécoslovaquie possède plus de 625 milles de canalisations destinées au chauffage collectif.

Au Danemark, le chauffage collectif est à tel point répandu que l'on considère tout à fait normal de le distribuer à des fermes isolées parfois fortement éloignées les unes des autres; de même, des agglomérations ne comptant que cinq à six logements par acre, bénéficient également du chauffage collectif.

En Finlande, où les conditions climatiques ressemblent aux nôtres, 20 grosses agglomérations possèdent le chauffage collectif. En France, 5 millions de logements, soit 40 p. 100 de la population, bénéficient du chauffage collectif. Paris est un bon exemple de l'utilisation verticale de l'énergie, l'incinération des ordures ménagères, le chauffage collectif et la production d'électricité se faisant dans la même installation. Paris et la région parisienne possède plusieurs installations très efficaces qui ont fait leurs preuves. Hambourg, en Allemagne de l'ouest, possède 220 milles de canalisations de chauffage collectif.

## [Texte]

In Germany, district heating has advanced to the stage that there is serious consideration of building a nation-wide, so called super-grid, which would go from one city to another just like a gas line. It is supposed to more or less infiltrate the whole country. By the year 2000 or 2010, they hope district heating generated from waste heat generated from Hamburg may be used six hours later to heat Munich in the south. It is a huge network everybody can dump his waste heat into and everybody can take his heat out of, whenever it is required. The Germans are hoping to achieve a shifting of electrical peaks away from each other by this system.

One company promoting this scheme is a business associate of ours, and this company is involved actively in coal gasification, cogeneration technology. They are really after everything that is new and can be domesticated to be the servant of our modern world.

Continuing the list, Italy of course is a country where heat is sometimes too much. But in the northern part of Italy, such as Naples, Florence, Bologna, Verona, Turin, and Milan, there are district heating systems. In Italy, to my knowledge, is the longest line that transfers heat from a heat source to a district heating system. The line is about 63 miles long; about 106 kilometers long.

Holland: Rotterdam, Amsterdam, Utrecht all have district heating systems.

Poland is a very large user of district heating. With Poland, one can say at the same time that all countries under the influence of Russia have been sold on the district heating idea over the past 25 years.

The Russians, who are the last in the alphabet but actually the first in the list of district heating users, have achieved immense use of district heating. I will just give you two or three indications of examples of what district heating means in Russia. According to published reports, 50 per cent of the total installation in the world are in Russia. As to how large these plants are, the 50 per cent of installations represent 85 per cent of the total capacity of the world. So they not only have a large number of plants, but their plants individually must be larger than the others.

The total installed capacity of cogenerating type district heating stations in the U.S.S.R. is 40,000 megawatts electric, which is as much as Ontario Hydro total power stations, nuclear, hydro, oil, et cetera, together. The Russians claim to save 40 million tons of coal a year, which is a little more than Canada's total coal production in a year, by the cogeneration of district heating. So it is almost a religious thing in the U.S.S.R. to do district heating.

But coming back to Canada and the advantages and disadvantages, every study that has been completed on selected targets has concluded that district heating definitely conserves energy—this kind of cogeneration type of district heating definitely conserves energy—the amount may be 30 per cent.

## [Traduction]

Le chauffage collectif a d'ailleurs atteint un tel degré de développement en Allemagne qu'il est question de construire un réseau national, reliant toutes les villes, comme cela se fait pour la distribution du gaz; tout le pays sera ainsi desservi. D'ici l'an 2000 ou 2010, on compte que le chauffage collectif obtenu à partir de la chaleur résiduelle produite à Hambourg permettra, 6 heures plus tard, de chauffer Munich, situé dans le Midi. Le pays tout entier sera couvert par un immense réseau captant la chaleur résiduelle et assurant le chauffage des locaux. Les Allemands espèrent pouvoir ainsi espacer les périodes de consommation maximale de l'électricité.

Nous sommes justement associés à une des entreprises qui s'occupe de ce projet; cette société de gazéification de charbon relève de la production conjointe. Ces gens-là cherchent ainsi à mobiliser toutes les techniques d'avant garde au service de la civilisation moderne.

Dans certaines régions de l'Italie, la chaleur est excessive, mais dans le nord du pays, Naples, Florence, Bologne, Turin et Milan possèdent des installations de chauffage collectif. A ma connaissance, l'Italie possède d'ailleurs la plus longue canalisation servant au transport de chaleur à partir de sa source jusqu'au réseau de chauffage collectif, 63 milles, ce qui équivaut à 106 kilomètres.

En Hollande, Rotterdam, Amsterdam et Utrecht possèdent des installations de chauffage collectif.

Le chauffage collectif est très répandu en Pologne. D'ailleurs tous les pays de la zone d'influence soviétique se sont largement convertis au chauffage collectif au cours de ces 25 dernières années.

Les Russes, qui figurent en queue de la liste alphabétique, viennent en tête pour l'utilisations du chauffage collectif, ayant enregistré d'excellents résultats dans ce domaine. Il me suffit de vous citer 2 ou 3 exemples. D'après certains rapports, 50 p. 100 de toutes les installations de chauffage collectif se trouvent en Union Soviétique. Ces 50 p. 100 représentent 85 p. 100 de la puissance globale produite de par le monde. Donc, leurs installations sont non seulement nombreuses mais elles doivent aussi être plus importantes qu'ailleurs.

La puissance installée globale des centrales de chauffage collectif en Union Soviétique est de 40,000 mégawatts, ce qui équivaut à la production globale d'Hydro Ontario y compris les centrales hydrauliques, nucléaires, au mazout etc. Les russes estiment que cela leur permet d'économiser 40 millions de tonnes de charbon par an, soit un peu plus de la production annuelle de charbon au Canada. On ne jure plus que par le chauffage collectif en Union Soviétique.

Pour en revenir au Canada et aux avantages ainsi qu'aux inconvénients de ce système, toutes les études effectuées jusqu'à présent montrent que le chauffage collectif à base de production conjointe permettrait d'économiser jusqu'à 30 p. 100 d'énergie.

• 1725

Not only can it conserve this energy but it can accept any kind of fuel as its heat source, vis-à-vis individual systems

Non seulement ce système permet d'économiser l'énergie, mais il peut accepter n'importe quel combustible, comme



*[Text]*

which usually cater or demand some wood fuel. So a district heating source can be coal, waste product garbage; it can be peat, which it is in Finland; it can even be nuclear, which it is in Sweden.

The economics are not so favourable. The build-up of a district heating system is a very very long process, a very, very long exercise which, I am sure, we can appreciate if we think what it would mean, for instance, to establish a municipal water supply system to this town if we did not have one, what a fantastic undertaking it would be. So to think of retrofitting cities with district heating, is of course a very expensive exercise and there are economic penalties associated with it.

Most of the countries that lead us in district heating—and Russia and Germany are of course the two prime examples—have done district heating basically with the reconstruction after the war. They have simply just included district heating as one of their utilities in their planning scheme and they have provided for it so their cost was less because it was not a retrofit.

The economic disadvantages are, therefore, the high initial investment in the distribution piping. This large investment amortizes rather slowly because heating, as you know, is not required the year round; it is only required for about 2,500 to 2,000 hours a year; it is a seasonal thing and therefore the amortization is somewhat slow because of that.

The economic investigations of course cannot but simply consider fuel for its price; energy conservation probably should consider energy for its value and not necessarily just for its price. So before somebody can put the value of the fuel, of this primary source resource, into the economic equation we are always going to be beaten by the relative comparative price of alternatives, and district heating may not progress very far.

Environmentally there have been studies which prove that a concentrated source of controlled emissions which is what we end up with district heating, causes less pollution than the multitude of individual chimneys all over the place. Stockholm, I think, has run a fairly long study monitored and established a 60 per cent reduction in the emission of the pollutants. I do not know the details as to what harmful pollutants were included, but obviously sulphur and NOX were.

The national impact and the national effect of district heating primarily should come from this aspect of energy conservation. If it is true, which seems to be true, studies prove it, that there is 30 per cent possible energy conservation, 30 per cent potential, then the saving of this 30 per cent of the fuel—the irony of this conservation is that the users do not feel they have saved anything—the effect of this conservation is not to the actual users or the operators of the district heating scheme because the core generation facility uses less oil or natural gas than the individual generation.

*[Translation]*

source de chaleur, contrairement aux systèmes individuels qui ne peuvent utiliser que du bois. Par conséquent, pour le chauffage collectif on peut utiliser le charbon, les déchets; on peut utiliser de la tourbe, comme en Finlande, voire l'énergie nucléaire, comme en Suède.

Du point de vue économique, les choses ne sont pas aussi favorables. La construction d'un système de chauffage collectif représente un processus extrêmement long; on s'en rendra compte en pensant qu'il s'agit en quelque sorte d'installer dans une ville un nouveau système d'adduction d'eau. Par conséquent, l'installation du chauffage collectif dans les villes est extrêmement coûteuse et elle est assortie de désavantages sur le plan économique.

La plupart des pays qui sont en avance sur le nôtre dans le domaine du chauffage collectif, la Russie et l'Allemagne étant les principaux exemples à ce propos, ont adopté ce système de chauffage dès le lendemain de la guerre, pendant la période de reconstruction. Dans le cadre de leurs travaux de planification, le chauffage collectif a compté tout simplement parmi les services publics à fournir et son coût est bien inférieur à ce qu'il serait pour nous vu que, pour ces pays, il ne s'agissait pas de réaménager des systèmes existants.

Par conséquent, les désavantages économiques sont liés au coût élevé des investissements dans les canalisations de distribution. Comme la chaleur n'est pas nécessaire toute l'année, ces importants investissements s'amortissent assez lentement; la chaleur n'est nécessaire que de 2500 à 2800 heures par an; l'amortissement est donc ralenti par le caractère saisonnier des besoins en chaleur.

Dans le cadre des études économiques, on ne peut se contenter d'envisager le combustible que du point de vue de son prix; en matière d'économie d'énergie il convient d'envisager l'énergie en fonction de sa valeur et non pas nécessairement uniquement en fonction de son prix. Par conséquent, avant d'inclure la valeur du combustible, de cette ressource primaire, dans l'équation, il faudra toujours tenir compte du prix de solutions de substitution et, dans ce cas, le chauffage collectif ne risque pas d'aller très loin.

Des études écologiques ont prouvé qu'une source concentrée et contrôlée d'émission, ce qui sera le cas avec le chauffage collectif, pollue moins que l'ensemble des cheminées réparties sur de vastes superficies. Je crois qu'à Stockholm on a réalisé une longue étude à ce propos et on a constaté une réduction de 60 p. 100 de l'émission des éléments polluants. Je ne sais pas exactement quels sont les éléments polluants nocifs dont on a constaté la présence, mais il devrait certainement y avoir du soufre et de l'oxyde d'azote.

C'est en fonction de cet aspect des économies d'énergie que l'on devrait tenir compte de l'incidence du chauffage collectif à l'échelle du pays tout entier. Les études montrent qu'il est possible de réaliser des économies de combustible de l'ordre de 30 p. 100... mais ce qui est paradoxal c'est que les utilisateurs n'ont pas l'impression d'avoir à économiser quoi que ce soit. Il se trouve que les centrales de production de chaleur pour le chauffage collectif consomment moins de pétrole ou de gaz naturel que l'ensemble des unités individuelles de chauffage.



## [Texte]

• 1730

This fuel simply will not be used. It does not appear on anybody's ledger, so the saving is at least regional or probably national, but the cost in the form of distribution systems or whatever, is very specific to this particular individual project. Again, economics cannot take credit for the saving of energy resources and natural resources, and credit district heating with it.

**The Chairman:** Thank you. Does Mr. McIntyre have anything to add?

**Mr. Dalton McIntyre (Head, Mechanical Engineering Department, Ottawa, Shawinigan Energy Consultants):** No.

**The Chairman:** Questions, gentlemen? Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** You started talking about the infrastructure problem. Was it Acres—Shawinigan Limited who did the first study back in 1974 for Pickering, I think? Were you part of that? What in your opinion was the problem then? Why was that not developed to its maximum and why was it not incorporated? It was proved feasible at that time, as far as I understand.

**Mr. Farkas:** It is true for district heating everywhere in the world that utility companies are not friends of district heating schemes, not only in the western world, but also in the eastern world. Utility companies like the single-purpose generation idea; they do not like the co-generation idea.

**Mr. Gurbin:** You are talking about Ontario Hydro now.

**Mr. Farkas:** I am talking about any utility that we have got in touch with. They are, by the simple definition of their role, not very supportive of district heating. Utility companies in my mind, and to my knowledge, are charged with the responsibility of generating electricity in the most economical manner. So this is a partial optimal. If you think in terms of co-generation, you expect that somebody would say, "I want the global optimal, not the partial optimal. Do something else with the waste heat. Use the waste heat as well."

They are trying, at the Bruce Industrial Park, for instance, to use the district heating, but there is no natural parent so far for district heating in Canada. There is nobody who would accept it and take care of it and carry it through its babyhood and attend to the problem that may develop. As I said, the technology is completely riskless. It is a world-wide used method which has no tricks or blocks that somebody has not already solved. It is the natural reluctance of some institutions, some utilities, to adapt it as a step-child, and the funny economics which cannot somehow do justice to energy conservation and savings.

It would be too much to expect that under today's conditions, where we are under somewhat more pressure than 10 years ago, we could come up with a scheme, a new technology, a new invention, whereby we can save energy as well as pay less for it than we did in the past. If we could do that, why

## [Traduction]

Ce combustible ne sera tout simplement pas utilisé. Il n'apparaîtra sur aucun livre de comptes; ces économies sont réalisées à tout le moins au niveau régional, voire au niveau national mais, pour ce qui est des systèmes de distribution, les coûts se rattachent à ce projet-ci. Là encore ce n'est pas sur le plan économique que l'on peut avoir de l'économie des ressources énergétiques et des ressources naturelles, et l'attribuer au chauffage collectif.

**Le président:** Je vous remercie. M. McIntyre a-t-il quelque chose à ajouter?

**M. Dalton McIntyre (chef, Service d'ingénierie mécanique, Ottawa, Shawinigan Energy Consultants):** Non.

**Le président:** Messieurs, avez-vous des questions à poser? Monsieur Gurbin.

**M. Gurbin:** Vous avez parlé d'un problème d'infrastructure. Est-ce que c'est la société Acres, la Shawinigan Limited, qui a fait la première étude, en 1974, pour la centrale de Pickering? Avez-vous participé à cela? A votre avis, quel était le problème qui se posait à l'époque? Pourquoi n'est-on pas allé jusqu'au bout? Si j'ai bien compris, les choses semblaient faisables à l'époque.

**M. Farkas:** Dans les pays occidentaux comme dans ceux de l'Est, les entreprises de services publics ne sont pas très favorables au projet de chauffage collectif. Ces sociétés aiment la production d'un seul type d'énergie; elles n'aiment pas l'idée de la production conjointe.

**M. Gurbin:** Vous parlez de l'Ontario-Hydro.

**M. Farkas:** Je parle de n'importe quelle société de services publics avec lesquelles nous nous sommes mis en contact. Du fait de leur rôle, elles ne sont pas très favorables au chauffage collectif. Pour autant que je sache, les entreprises de services publics ont pour tâche de produire de l'électricité de la façon la plus économique possible. Il s'agit d'une optimisation partielle. En matière de production conjointe, on vous demandera l'optimisation globale et non pas l'optimisation partielle. On vous demandera d'utiliser les chaleurs résiduelles.

Au parc industriel Bruce, par exemple, on utilise actuellement des systèmes de chauffage collectif mais, au Canada, ces systèmes n'ont pas encore de parents naturels. Personne n'est disposé à s'en occuper, personne n'est disposé à faire faire leurs premiers pas à ces systèmes et à les aider dans leur croissance. Comme je l'ai dit, du point de vue de la technologie il n'y a absolument aucun risque. Il s'agit d'une méthode utilisée dans le monde entier qui ne pose aucun problème qui n'ait pas déjà été résolu. Il se trouve simplement que certaines entreprises de service public répugnent à parrainer ce genre d'enfants, à défendre certains principes économiques assez curieux aux termes desquels il est fort difficile de faire la part des choses entre les économies d'énergie et l'épargne.

L'une des pressions auxquelles nous devons faire face à l'heure actuelle, pressions quelque peu plus fortes qu'il y a dix ans, ce serait certainement trop que de s'attendre à de nouvelles technologies, à de nouvelles inventions qui nous permettraient d'économiser l'énergie tout en la payant moins cher que

[Text]

have we not done it so far? So, maybe saving energy should cost some money.

**Mr. Gurbin:** It is a good point.

**Mr. Farkas:** We should not look for getting a free ride, more or less, by doing both.

**Mr. Gurbin:** I think for clarification, two points would be important to bring out here. One—I think from your remarks you would agree—that if we had not had the original exposure or opportunity of cheap fuels, we might not have taken the course of action we have. Is that true?

• 1735

**Mr. Farkas:** Correct. There have been many, many schemes conceived, carried out, implemented, accepted, and unfortunately looked at as the routine under the economic umbrella of cheap oil of the past. Things that ten years ago proved to be economic, maybe today's economic conditions have proved them uneconomic. Who knows what this fantastic change in the energy price would have done to these schemes? But they are with us, they are the references, and engineers, just as anybody else, are careful people and they shy away from too much innovation; they like to follow the past experience and the past routine.

This is what I call the attitudes, the attitude of the engineer, the attitude of the lawmaker, the attitudes of the consumer. A new attitude is required before any energy conservation can be seriously contemplated and carried out. It is not only a question of dollars or pounds, it is an attitude. Why is it that Europeans have been satisfied in the past to only have 68 degree temperatures when at the time I came to Canada even 82, by some people, was considered too cool, or just about the best level?

Take district cooling, which is the opposite of heating. It is at least ten times as energy demanding as the heating itself and only affluent countries can afford it. Canada has quite a few of these district cooling systems, and it is quite all right. If you can afford it, let us do it.

The Japanese, who got on the district heating bandwagon only about ten years ago, 1969, have used every opportunity in Japan to make a good mix between the North American and the European technique, providing district heating and cooling by a combination of garbage burning, cogeneration, and sometimes just in the plain fashion that we are doing it here. In 10 years time the Japanese have installed district heating and cooling systems and accomplished something which is really amazing to look at. In 10 years this is what the Japanese could do with district heating.

**Mr. Gurbin:** You talked a little bit more about the technology. I guess I am just trying to get you to help explain the turbine technology that is in place in this country now as compared to the European turbine technology.

**Mr. Farkas:** I do not know if I understood the question right, but is it the difference in the efficiency that . . .

[Translation]

dans le passé. Si cela était possible, pourquoi ne l'aurions-nous pas fait auparavant? C'est pourquoi il est probable que les économies d'énergie coûteront assez cher.

**M. Gurbin:** Que voilà une remarque pertinente.

**M. Farkas:** Il ne faut certainement pas compter sur quoi que ce soit de gratuit.

**M. Gurbin:** Afin d'obtenir quelques éclaircissements, permettez-moi de faire deux observations assez importantes. Vu vos déclarations, vous êtes d'accord avec moi pour dire que si les combustibles n'avaient pas été aussi peu coûteux qui l'ont été, nous n'en serions pas où nous en sommes actuellement. N'est-ce pas vrai?

**M. Farkas:** Effectivement. De nombreux projets ont été conçus, approuvés et mis en œuvre mais, malheureusement, ils étaient toujours subordonnés au fait que le pétrole était bon marché. Ce qui était rentable il y a 10 ans ne l'est plus aujourd'hui par suite de l'évolution des conditions économiques. Avec ce changement radical du prix de l'énergie, qui sait ce qu'il serait advenu de ces projets? Or, ils sont là et ils servent de références; tout comme n'importe qui, les ingénieurs sont prudents et ils redoutent un excès d'innovation; ils préfèrent s'en tenir à l'expérience et à la routine du passé.

C'est ce que je voulais dire lorsque je parlais de l'attitude des ingénieurs, des législateurs et des consommateurs. Un changement d'attitude s'impose si l'on tient vraiment à conserver l'énergie. Ce n'est pas seulement une question de prix, c'est aussi une attitude. Comment se fait-il que les Européens se soient contentés d'une température de 68 degrés alors qu'au moment où je suis arrivé au Canada, certains considéraient qu'une température de 80 degrés était insuffisante ou tout juste supportable?

Prenez la climatisation collective, qui est l'inverse du chauffage. Elle est seulement à la portée des pays prospères car elle consomme 10 fois plus d'énergie que le chauffage. Le Canada possède quelques-uns de ces systèmes de climatisation collective, et c'est très bien. Si l'on peut se le payer, pourquoi pas?

Les Japonais, qui ont adopté le chauffage collectif il y a une dizaine d'années seulement, en 1969, ont veillé par tous les moyens possibles à utiliser tout ce que les techniques nord-américaines et européennes avaient de mieux et la climatisation ainsi que le chauffage collectif utilisent à la fois l'incinération des déchets domestiques, la co-génération et même la méthode ordinaire que nous employons ici. En l'espace de 10 ans, les Japonais ont installé des systèmes de climatisation et de chauffage collectif et ce qu'ils ont accompli est tout à fait surprenant. Voilà ce que les Japonais ont pu réaliser en 10 ans dans le domaine du chauffage collectif.

**M. Gurbin:** Vous avez surtout parlé de la technologie. Pourriez-vous m'expliquer la différence qui existe entre les turbines que nous utilisons ici et celles qu'on utilise en Europe.

**M. Farkas:** Je ne suis pas sûr d'avoir bien saisi la question, mais voulez-vous savoir quelle est la différence de rendement . . .



## [Texte]

**Mr. Gurbin:** Also the efficiency and the opportunities because of the path of technology that we have taken with radio . . . lines in contrast with . . . turbines that the Europeans are using.

**Mr. Farkas:** Well, if this represents 100 per cent energy input into our electrical system, then 15 per cent of this energy goes up through the chimney as hot air and it is therefore useless, about 36 per cent is converted into electricity, and the difference, which is close to 50 per cent, has to go again to the atmosphere, a lake, a water cooling tower. Let us say this is water. That would be, let us make it 49 per cent so it comes to 100—49 and 36 and 15 per cent is 100. By the time this electricity gets to this lighting fixture it loses another 8 per cent, so take off 3 per cent of this, three points of this, and we end it up from 100 per cent to 33 per cent utilization.

**Mr. Gurbin:** That is fossil fuel.

**Mr. Farkas:** This is the engineers' language of quoting efficiency. The facts behind this are that from the hard work of one year of a coal miner only three months of his work is really useful; nine months is wasted somewhere.

## • 1740

Out of every pipeline that comes from Alberta, if there are three pipelines carrying natural gas going to a power plant only one line really provides the useful energy, the rest is just brought over here and is wasted in the atmosphere.

If the heat source is not fossil but nuclear the figures are somewhat worse, because nuclear energy is the least efficient energy in terms of thermodynamics. To create nuclear energy you need a lot of other energy to produce heavy water and to refine the nuclear fuel. So there, you may say of the uranium miner, out of one year's hard work only two to three months' end up as useful, the rest, 10 months' work, goes down the drain.

In Europe, out of these 100 units they also lose 15 per cent through the chimney because we cannot make our boilers more efficient and they cannot make their boilers more efficient than we can make ours.

The waste heat is 49 per cent in the heating process. When you cogenerate heat and electricity you are looking for the combined optimum and not for the single optimum. The combined optimum is that you must generate somewhat less electricity to get heat at a certain level that is useful for heating.

So now you do not generate 36 per cent here but only 28 per cent. But then all the difference of 57 per cent is now useful heat.

So here, from 100 units, you have 33 per cent useful units; here from 100 units we get 28 plus 57, minus the losses, at the end we end up with 77 per cent over-all utilization, which is more than twice the amount, by doing it individually.

**Mr. Gurbin:** Just two other points, and then I will be quiet so that Mark can say something.

## [Traduction]

**M. Gurbin:** Non seulement le rendement mais également les possibilités qu'elles offrent, étant donné la voie technologique dans laquelle nous nous sommes engagés et qui contraste avec les turbines utilisées par les Européens.

**M. Farkas:** Supposons que cela représente la totalité de l'énergie fournie par le système électrique; 15 p. 100 de cette énergie s'échappe par la cheminée sous forme d'air chaud et, par conséquent, ne sert à rien; environ 36 p. 100 est transformée en électricité et la différence, qui atteint près de 50 p. 100, doit retourner dans l'atmosphère, dans un lac ou dans une tour de réfrigération de l'eau. Supposons que c'est de l'eau. La différence est donc de 49 p. 100 . . . 49 plus 36 plus 15 donne 100. Avant que cette électricité parvienne à cet appareil d'éclairage, une perte supplémentaire de 8 p. 100 est intervenue et si l'on ôte 3 p. 100, on aboutit à une utilisation réelle de 33 p. 100.

**M. Gurbin:** Il s'agit de combustibles fossiles.

**M. Farkas:** C'est comme cela que les ingénieurs calculent le rendement. On retiendra que 3 mois seulement sont utiles sur une année de dur travail accompli par un mineur; 9 mois sont gaspillés.

Sur trois pipe-lines acheminant du gaz naturel de l'Alberta vers une centrale électrique, un seul fournit l'énergie utile, le reste se dissipe tout bonnement dans l'atmosphère.

Si la source de chaleur est non plus fossile mais nucléaire, les chiffres sont encore pires, car l'énergie nucléaire est la moins efficace du point de vue thermo-dynamique. La production d'énergie nucléaire, c'est-à-dire la production d'eau lourde et le raffinage du combustible nucléaire, exigent un apport considérable d'une autre forme d'énergie. Dans le cas du mineur qui extrait l'uranium, on peut donc dire que sur une année de dur labeur seuls deux ou trois mois sont utiles, le travail des mois restants étant en pure perte.

En Europe aussi 15 p. 100 s'en vont en fumée car, pas plus que nous, les Européens ne sont en mesure de construire des chaudières plus efficaces.

Le processus de combustion se traduit par une perte de 49 p. 100. La cogénération de chaleur et d'électricité s'efforce d'être optimale dans les deux cas. Pour parvenir à cet optimum, il faut produire moins d'électricité afin que la chaleur atteigne un certain niveau qui soit utile pour le chauffage.

On produit donc 28 p. 100 et non pas 36 p. 100. Cependant, l'écart de 57 p. 100 représente alors de la chaleur utile.

Par conséquent, sur 100 unités, 33 sont utiles contre 28 ici plus 57, moins la déperdition, ce qui fait au total 77 p. 100, autrement dit plus du double par rapport au système individuel.

**M. Gurbin:** Deux autres remarques, après quoi je me tiendrai coi pour que Mark puisse intervenir.



## [Text]

The largest example in North America, in fact, we are cogenerating here. There is one major example—just in defence of Ontario Hydro—and that is with the heavy water, they are cogenerating there. That is the first point. They use the equivalent of about one Syncrude plant for their steam that they are cogenerating there.

There is one other point I was going to make and now I cannot remember it. I will pass.

**Mr. Rose:** If you think of it, do a supplementary.

**The Chairman:** Mr. Portelance was on the list ahead of Mr. Rose.

**Mr. Rose:** All right.

**Mr. Portelance:** I am sorry, Mark.

**Mr. Rose:** Go ahead.

**Mr. Portelance:** If you want to continue on this question go ahead. I have questions that are different.

**Mr. Rose:** I will do a little sort of supplementary on that line, having to do with the economics of heating, or district heating, or anything else.

On page 7, point 3, you state:

Parallel with the economic evaluation and fiscal accounting, energy economics and energy accounting should be provided for each alternative investigated in the course of a given feasibility study. Fiscal economics may still govern the choice, but those responsible for the decision should be made aware of the energy sacrifice encountered.

Is that really an extension of your attempt to distinguish between price and value? That is question (a).

The other point is that we, as a Committee, have yet to discover definitive cross-comparison figures for the various alternatives, sources and technologies. That is the problem that I think all of us will have in making any kind of recommendation as to how we might proceed or advise the government.

**Mr. Farkas:** How to answer this? The first part, this energy accounting, is becoming more and more common, energy accounting for a certain process, the energy for its own sake, divorced from price, just energy balance, energy accounting.

• 1745

The second, as to how can economics consider value instead of price, I do not know any way. Perhaps one might consider, if the energy saving occurs to the nation or somebody else than the actual user, maybe this actual user should get a grant equivalent to the energy that this scheme can save over a period of time, and maybe this is a break even. What we save by perfecting the technology, we . . .

**Mr. Rose:** But, sir, energy accounting divorced of price is something that I am not familiar with. When we talk about whether or not something is feasible as an alternative, we usually compare it to the price of a barrel of oil. We say that if the price of a barrel of oil goes to a hundred bucks, then this

## [Translation]

L'exemple le plus probant en Amérique du Nord relève de la cogénération. Je prends ici la défense de *Ontario Hydro* où la production d'eau lourde constitue l'exemple le plus notoire de cogénération. Voilà pour la première remarque. Ils utilisent à peu près l'équivalent de l'énergie produite par une usine de *Syncrude* pour produire de la vapeur en cogénération.

Je voulais faire une autre remarque, mais j'en ai perdu le fil. Je cède donc la parole à quelqu'un d'autre.

**M. Rose:** Si cela vous revient, faites en l'objet d'une question supplémentaire.

**Le président:** M. Portelance précédait M. Rose sur la liste.

**M. Rose:** Entendu.

**M. Portelance:** Je suis désolé, Mark.

**M. Rose:** Allez-y.

**M. Portelance:** Si vous voulez reprendre ce sujet, allez-y. Mes questions sont différentes.

**M. Rose:** Je vais demander des explications complémentaires, notamment sur la rentabilité du chauffage collectif.

A la page 7, vous dites ceci au paragraphe 3:

Parallèlement à l'évaluation économique et la comptabilité fiscale, il faudrait que toute étude de « faisabilité » fournisse la rentabilité énergétique de chacune des solutions étudiées. Le choix pourra encore être déterminé par la fiscalité, mais il faut que ceux qui prendront la décision soient conscients du sacrifice énergétique que cela exige.

Cherchez-vous par là à établir une distinction entre prix et valeur? Voilà ma première question.

Par ailleurs, notre Comité a besoin de données comparatives sur les solutions, les sources et les technologies diverses. C'est la difficulté à laquelle, je crois, nous allons tous nous heurter au moment de présenter au gouvernement des recommandations ou des conseils sur la manière de procéder.

**M. Farkas:** Comment vous répondre? En ce qui concerne tout d'abord la comptabilité énergétique, c'est un procédé qui devient de plus répandu et qui tient compte de l'énergie proprement dite, indépendamment du prix; il s'agit tout simplement d'un bilan énergétique.

Pour répondre à votre deuxième question, j'ignore totalement comment la rentabilité peut être calculée en fonction de la valeur et non plus du prix. Admettons que ce soit le pays ou quelqu'un d'autre, mais non pas le véritable consommateur, qui profite de l'économie d'énergie; peut-être faudrait-il alors que ce consommateur véritable obtienne une subvention équivalant à l'énergie économisée pendant une certaine période, ce qui rétablira l'équilibre. Ce que nous économisons en perfectionnant les techniques, nous . . .

**M. Rose:** Oui, monsieur, mais la comptabilité énergétique séparée du prix est une chose que je connais mal. Quand on s'interroge sur une solution possible, on établit ordinairement la comparaison par rapport au prix du baril de pétrole. Ainsi, on dira que la solution est réalisable si le prix du baril de

*[Texte]*

comes on stream as a practical alternative. So I really do not know what you mean by that. I will leave it at that and turn it over to Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** This is not exactly along the same line but it is close to it. I am surprised that you are mentioning that there is a saving of 30 per cent in this system. If I understand correctly, wherever the system exists, everybody has to be attached to it. There is no freedom of not having it, is that it? Once it is in a given city, you have to be part of it. Right now I know that if I use too much energy, hot water or anything else, I am paying the bill. Does it work the same way with the system that you are talking about? Do you charge by meter? How does it work to make sure that everybody saves and does not take advantage of the system?

**Mr. Farkas:** The first question is that it is not compulsory. There are very, very few places, except I suppose the Soviet Union, where they make it compulsory for everybody. They decide the fate of everybody. But there are very few places where district heating is compulsory. I think in Denmark there is an understanding or some kind of rule that if 60 per cent of the dwellings opt for district heating, the balance have to take it.

The second, as to how to check on the consumption, it is a very, very valid question and this question has been exposed very much after the so-called energy crisis because district heating requires very accurate metering. It is possible for an apartment dweller to shut off all his radiators and let the neighbours heat his place, in which case he gets about five degrees less temperature but does not consume any heat. So, in district heating, the greatest problem is the accurate metering of very, very small customers. There is no problem metering a large customer such as an apartment building. It is not a problem in the technical sense but moneywise it is very expensive to meter an individual house accurately so that you can get some meaning out of the metering. Due to the fact that the heating season tapes off to practically zero—in the summer, you only use hot water and there is no heating—the meter has to come down almost to zero, and at that range, the accuracy of the meter is not very good.

**Mr. Portelance:** Then you give the example of Japan, which moved to that system. They must have figures and prices and things like this but we do not see any. You say it is very expensive but we do not know exactly what we are talking about or what it would cost in installation.

**Mr. Farkas:** The cost is not included in this report but we must assume, quite logically, that before they decided to build such a system, they studied alternatives. The history of the Parliament Hill system, this Cliff Street district heating system, in which I participated 10, 15 years ago, also started with economic studies and the question was, what is more economical—to heat all these 24 buildings from a single source through pipelines or to have individual plants in all of the buildings or maybe individual plants serving a cluster of buildings?

*[Traduction]*

pétrole atteint \$100. Je ne saisis donc pas très bien ce que vous entendez par là. Je m'en tiens là et je cède la parole à M. Portelance.

**M. Portelance:** Ce n'est pas exactement le même sujet, mais ce n'est pas très éloigné. Je suis surpris de vous entendre dire que ce système se traduit par une économie d'énergie de 30 p. 100. Si j'ai bien compris, partout où le système existe, il faut obligatoirement s'y raccorder. On n'est pas libre de s'en passer, n'est-ce pas? A partir du moment où il est implanté dans une ville, on doit y être rattaché. A l'heure actuelle, je sais que si j'utilise trop d'énergie, trop d'eau chaude, par exemple, c'est moi qui paie la facture. Est-ce la même chose avec le système dont vous avez parlé? Un compteur permet-il d'établir la facturation? Comment s'y prend-t-on pour veiller à ce que tout le monde économise au lieu de tirer partie du système?

**M. Farkas:** Tout d'abord, ce n'est pas obligatoire. A l'exception de l'Union Soviétique, je suppose, très rares sont les endroits où c'est obligatoire pour tout le monde. Là-bas, le sort de chacun est pris en main, mais il existe très peu d'endroits où le chauffage collectif soit obligatoire. Au Danemark, je crois, il est entendu que si 60 p. 100 des habitations optent pour le chauffage collectif, les autres doivent suivre.

En second lieu, vous vouliez savoir comment on vérifie la consommation; c'est une question très pertinente et qui s'est posée tout particulièrement à la suite de ce qu'on a appelé la crise de l'énergie puisqu'il faut mesurer avec beaucoup de précision le chauffage collectif. Il est possible de fermer tous les radiateurs d'un appartement qui est alors chauffé par les voisins, où la température est inférieure de 5 degrés mais la consommation est nulle. Dans le cas du chauffage collectif, le problème le plus grave consiste donc à mesurer avec précision la consommation individuelle lorsque celle-ci est très faible. On n'a aucune difficulté lorsqu'il s'agit de mesurer la consommation d'un immeuble collectif, par exemple. Du point de vue technique, ce n'est pas difficile de vérifier la consommation d'une maison particulière, mais cela coûte très cher étant donné que la saison de chauffage diminue jusqu'à disparaître pratiquement... en été, on n'utilise plus que l'eau chaude et non pas le chauffage... le compteur est pratiquement ramené à zéro, ce qui compromet donc son exactitude.

**M. Portelance:** Vous avez cité l'exemple du Japon qui a adopté ce système. Il doit y avoir des chiffres et des prix, mais nous n'en voyons aucun. Vous dites que c'est très cher, mais nous ne savons pas au juste combien et nous ignorons à combien reviendrait l'installation.

**M. Farkas:** Ce rapport ne mentionne aucun prix mais, logiquement, on doit supposer qu'avant d'avoir opté pour ce système, ils ont étudié les différentes solutions. L'installation de chauffage collectif installée rue Cliff et qui dessert la Colline Parlementaire a été précédée d'études de rentabilité et j'y ai participé il y a dix ou quinze ans; on s'est demandé s'il était plus rentable de chauffer ces 24 bâtiments à partir d'une source unique auxquels ils seraient reliés par des conduites, plutôt que d'installer le chauffage dans chaque bâtiment individuellement ou, du moins, dans un groupe de bâtiments.



[Text]

• 1750

Out of this global study it came out that central heating is the most economical choice. So I am fully convinced that all the central heating systems in Canada and in the United States got to that degree by an economic study, by an engineering feasibility and economic study. At that time, fuel costs were very, very, marginal—minimal. The major item in this case in favour of the central heating system was the elimination of the local operators in so many buildings. The labour, the maintenance, and the better efficiency of the larger equipment, brought enough money together to pay for the distribution system, which is the only extra cost in district heating, the heat transmission system.

**Mr. Portelance:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Rose.

**Mr. Rose:** I was going to say in response to this business about freedom to hook up or not to a system, we do not have any problem with that when it comes to sewage. We do not have any choice. If the sewer runs down that street, you cannot have a septic tank just because you would like to have one. So, I can see where if you got 60 per cent of the people to agree, it would seem to be mandatory almost, to do it that way. I was wondering if, maybe, since a figure was tossed out by a witness this morning that 40 per cent of the homes we will be using in the year 2000 are not yet built, that is the direction for district heating if we decide to take it, because you said that retrofit was not a practical thing. That is your recommendation, then, for us to consider these in new areas. Would you say that there is a model in Canada that would be worthwhile for us to see or visit having to do with, say, a suburban model? Or even a cluster, a cluster of townhouses or something like that would be useful, on the European system, that is, the low-level heat. Can you name one? Or should we have one?

**Mr. Farkas:** There are quite a few opportunities in Canada. There are a couple of requirements to make a situation very conducive to district heating. There has to be a good density of heat load. Any city core, more or less, has that. There has to be a power plant not too far away from this core where the waste heat could come from. If you look for these locations you think of Halifax, you may think of some cities in Alberta, Saskatchewan, in British Columbia. There are very few, of course, in Quebec, there is no thermal generation, so to speak, in the Province of Quebec. In Ontario, most of the generation is either very far away from populated areas or, because of the sheer size of the unit of 600 megawatts, the waste heat of which is to be applied to a district heating system, the district has to be immense to accept this fantastic amount of heat.

**Mr. Rose:** Is that a critical size?

**Mr. Farkas:** No, but it is a very large size to initiate district heating on, because it makes a little dent on the overall efficiency of the nuclear generation. The heat that you extract is so little that the benefit is very, very minimal.

[Translation]

Cette étude générale a révélé que le chauffage central était l'option la plus économique. Je suis donc parfaitement convaincu de ce que tous les systèmes de chauffage central du Canada et des États-Unis ont été l'aboutissement d'une étude économique et d'une étude technique. A cette époque-là, le prix de revient du combustible était infime. Dans ce cas, on cherchait surtout à éliminer la main-d'œuvre dispersée dans un si grand nombre de bâtiments. Les économies réalisées sur la main-d'œuvre et l'entretien et grâce au meilleur rendement d'un système plus vaste ont compensé le prix de revient du réseau de distribution, qui constitue le seul coût supplémentaire imposé par le chauffage collectif.

**M. Portelance:** Merci.

**Le président:** Monsieur Rose.

**M. Rose:** Pour répondre à la question concernant la liberté de se raccorder ou non au système, j'allais dire que le problème ne se pose pas dans le cas du tout à l'égout. Nous n'avons pas le choix. Si la canalisation d'égout passe dans la rue, vous n'avez pas le choix de préférer une fosse septique. Je comprends donc pourquoi le raccordement est pour ainsi dire obligatoire dès que 60 p. 100 des gens sont d'accord. Un témoin nous a dit ce matin que 40 p. 100 des maisons qui seront habitées en l'an 2000 ne sont pas encore construites et je voudrais savoir si le chauffage de district serait la solution à adopter puisque, selon vous, l'aménagement à posteriori n'est guère pratique. Autrement dit, c'est ce que vous préconisiez pour les nouveaux quartiers. A votre avis, existe-t-il au Canada un modèle que nous pourrions voir ou visiter utilement, dans un quartier de banlieue par exemple? Ou même un groupe de maisons utilisant le même système qu'en Europe, c'est-à-dire où la température est modérée. Pouvez-vous en citer? Ou bien faudrait-il en construire?

**M. Farkas:** Les possibilités sont assez nombreuses au Canada. Il existe 2 éléments propices à l'installation du chauffage collectif. D'une part, il faut que la densité de population, et par conséquent la demande soit suffisamment élevée. Tous les centres-villes répondent plus ou moins à cette condition. D'autre part, ils font qu'une centrale électrique soit implantée relativement près de ce centre pour qu'on puisse en récupérer la chaleur inutilisée. Parmi les endroits qui répondent à cette condition, il y a Halifax et certaines villes de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique. Il en existe très peu, bien sûr, au Québec où les centrales thermiques sont pour ainsi dire inexistantes. En Ontario, la plupart des centrales sont très éloignées des agglomérations ou bien la puissance même de la centrale qui est de 600 mégawatts et dont on devrait récupérer la chaleur inutilisée pour la recycler dans un système de chauffage collectif, exige que l'agglomération soit immense pour pouvoir absorber cette énorme quantité de chaleur.

**M. Rose:** Est-ce une puissance critique?

**M. Farkas:** Non, mais c'est énorme quand on veut y brancher un chauffage collectif car cela réduit le rendement de la production d'énergie nucléaire. La chaleur qu'on en tire est si faible que l'avantage est infime.



## [Texte]

**Mr. Rose:** Yes. But there are thermal generations using, say, garbage and we are at the moment using it for landfill. It might make more sense, in the new area, to decide to create an incinerator, whatever you want to call it, for garbage and at the same time generate electricity and provide district heating. I was thinking here that what we used to have in each individual home was a heat source in each room, called the fireplace, and really that is the microcosm of what we are doing now. Now we have central heating for the home, but you are suggesting, or many others have suggested, that you expand that to a community. The analogy, I think, is accurate.

I wonder if I could question you along the lines that Mr. Gurbin did. We heard yesterday—and I am not sure that I am quoting Dr. Parsons correctly, so correct me if any of you overheard him—Dr. Parsons.

• 1755

He may have been talking about the ability of Darlington or Pickering, one of the nuclear plants, to cogenerate electricity on the grounds that the water temperature was too low. But would it not be practical to use it for district heating? You might not get the cogeneration component out of it, except that you do it anyway in the new plant. Would it, in your view, be satisfactory for the district heating purpose?

**Mr. Farkas:** I do not know exactly the application, but the study we are referring to assumed that there is heat production in the cogeneration portion overnight when the electrical demand declines. At that time steam would be extracted from the nuclear turbine and hot water would be made with the steam, and the water would be stored to provide for the heating demand of the next day.

**Mr. Rose:** I am sorry he is not here, but maybe he was referring to the idea of a North American system which requires a much, much higher level of heat; steam rather than hot water.

**Mr. Farkas:** There are now studies going on to utilize the waste heat of the Bruce nuclear plant for agriculture and eventually maybe for industrial purposes.

**Mr. Rose:** Is there anything you could recommend to us as a way in which we as Canadians could get more involved in this? Have you got a direction to suggest, a model community or something like that? We are spending all kinds of money on energy R&D, something like \$158 million, most of it, about \$105 million, on nuclear, but at least we are spending substantial amounts of money. Maybe there is something you could suggest that would be a stimulus to this thing that you support, which really has not had much credibility in Canada up to now.

**Mr. Farkas:** There are three suggestions that I may make. One is that you should visit some of these places...

**Mr. Rose:** Japan would be nice to go to.

**Mr. Farkas:** ... after you have isolated the one that is the most relevant to Canada. The Swedes, the Danes and the

## [Traduction]

**M. Rose:** Oui, mais on peut produire de la chaleur à partir des déchets domestiques, par exemple, qui pour l'instant servent de remblais. Dans un nouveau quartier, il serait sans doute plus sensé de construire un incinérateur... peu importe le terme... où l'on brûlerait ces déchets tout en produisant de l'électricité qui servirait au chauffage collectif. Je songeais qu'autrefois toutes les pièces d'une maison individuelle avaient une source de chaleur: le foyer; et, en fait, cela correspond en plus petit, à ce que nous avons aujourd'hui. Nous avons un chauffage central pour la maison, mais vous-même, avec beaucoup d'autres, vous préconisez que ce soit étendu à toute une localité. Je crois que l'analogie est bonne.

Je voudrais reprendre les questions de M. Gurbin. Nous avons entendu hier M. Parsons... je ne suis pas sûr de le citer correctement et je vous prie de me reprendre si je me trompe.

Il se peut qu'il ait parlé de la possibilité d'utiliser Darlington ou Pickering, l'une des centrales nucléaires, pour produire de l'électricité en cogénération, pour la bonne raison que la température de l'eau y est trop basse. Mais ne pourrait-on pas s'en servir pour le chauffage collectif? Il se peut qu'on ne profite pas de la cogénération, si ce n'est qu'elle a lieu de toute façon dans la nouvelle centrale. Estimez-vous qu'on pourrait utilement s'en servir pour le chauffage collectif?

**M. Farkas:** Je ne connais pas exactement la méthode, mais l'étude à laquelle nous avons fait allusion portait du principe que, la nuit, c'est-à-dire quand la demande d'électricité baisse, la cogénération produit de la chaleur. La vapeur extraite de la turbine serait alors transformée en eau chaude que l'on stockerait pour répondre le lendemain aux besoins en chauffage.

**M. Rose:** C'est dommage qu'il ne soit pas là, mais je crois qu'il songeait à un système nord-américain où les températures doivent être beaucoup plus élevées; il s'agissait de vapeur plutôt que d'eau chaude.

**M. Farkas:** On procède actuellement à des études sur l'utilisation, dans l'agriculture et peut-être dans l'industrie, de la chaleur dégagée par la centrale nucléaire de Bruce.

**M. Rose:** Que préconisez-vous pour que les Canadiens s'y intéressent davantage? Avez-vous une orientation à proposer, un quartier modèle, par exemple? Nous consacrons énormément d'argent à la recherche et au développement en matière d'énergie puisque c'est de l'ordre de 158 millions de dollars, mais la majeure partie, c'est-à-dire environ 105 millions de dollars, va au nucléaire; en toute état de cause, nous y consacrons de fortes sommes. Sans doute pourriez-vous suggérer quelque chose qui pourrait stimuler ce système auquel vous êtes favorable mais auquel le Canada ne fait guère confiance pour l'instant.

**M. Farkas:** J'ai 3 choses à proposer. Premièrement, vous devriez visiter certains de ces endroits...

**M. Rose:** Ce serait bien d'aller faire un tour au Japon.

**M. Farkas:** ... après avoir choisi celui qui conviendrait le mieux pour le Canada. La Suède, le Danemark et la Finlande

## [Text]

Finns are the closest to us in terms of climate, but Canadian systems and Canadian attitudes do not make these systems the most natural ones to copy or to adopt in Canada. There has to be a careful selection of what kind of systems you would like to see, and see them for yourself; hear the operators, hear the users. This usually convinces people that the system is acceptable, it is workable, there are no questions about it.

Incidentally, the plant in Quebec City was built because a large delegation went over to Europe and saw 12 insulator plants. I can remember our surprise, when, in Bern, Switzerland, we found ourselves inside the insulator plant choked by the smell of chocolate. The explanation was that Tobler, the very famous chocolate factory, was a next-door neighbour to the insulator plant in Bern. We could not believe our eyes. Garbage on one side, chocolate on the other. When one can see this contrast reconciled in an urban milieu combined with district heating, you can make a 180 degree turn very, very fast. Human attitudes are vital ingredients in reshaping something that is our own way of doing things, our own style.

The second is that if a development such as the Olympic Village in Montreal comes up it should probably be considered for district heating, even if it is in Montreal. The Japanese and the Germans have given their Olympic cities district heating and cooling. They are natural candidates because they are brand new, because the cost is not going to be influenced by district heating so much that it makes the whole project uneconomical.

## • 1800

So, there are natural candidates where district heating can be introduced and accepted and made part of the Canadian mix. And the third and most important thing is that anything that does not promote district heating in terms of engineering practices, or other things, should be discouraged negatives should also be applied besides the positives.

**Mr. Rose:** Like garbage landfill, is that what you are saying?

**Mr. Farkas:** Do not allow high temperature water systems to be built any more. High temperature water and high pressure steam systems more or less undermine the idea of cogeneration. If you do cogenerate, you get marginal benefits, you do not get full benefits. It is a wrong start. It should be the low temperature scheme. One is just now beginning to take shape in this town at LeBreton Flats. This is a European district heating scheme but a very, very miniature scheme. Even though it is small, all the problems are as large as if it were ten times the size. So, there is a disproportion between the achievement and the headaches that goes with it.

**Mr. Rose:** Thank you very much.

**The Chairman:** Mr. Gurbin has a supplementary.

## [Translation]

sont des pays dont le climat se rapproche le plus du nôtre, mais leurs systèmes ne sont peut-être pas ceux qu'on pourrait le plus naturellement copier ou adopter au Canada étant donné la nature de nos propres systèmes et l'attitude des Canadiens. Il faudrait soigneusement choisir un système et se rendre compte par soi-même en consultant les usagers et les gens qui font marcher ces systèmes. C'est généralement ainsi qu'on peut se convaincre que le système convient et qu'il peut parfaitement fonctionner.

Je signale au passage que la centrale de Québec a été construite après qu'une délégation importante se soit rendue en Europe pour visiter 12 usines d'isolation. Je me souviens de notre surprise lorsqu'à Berne en Suisse, nous nous sommes retrouvés dans l'une de ces usines, étouffés par l'odeur de chocolat. On nous a expliqué que Tobler, le célèbre chocolatier, était voisin. C'était à ne pas y croire. Les déchets d'un côté, le chocolat de l'autre. Quand, dans un milieu urbain, on voit un tel contraste combiné à un chauffage collectif, on peut rapidement faire volte face. Les attitudes sont un élément essentiel qui permet de modifier des habitudes.

Le village olympique de Montréal pourrait sans doute être doté du chauffage collectif, même si c'est à Montréal. Les Japonais et les Allemands ont doté leurs villes olympiques de la climatisation et du chauffage collectifs. C'est idéal puisque c'est tout neuf et que le prix de revient du chauffage collectif ne compromet pas la rentabilité du projet tout entier.

Il y a donc des candidats naturels où le chauffage collectif peut être adopté, accepté et où il peut entrer dans les mœurs canadiennes. Le troisième facteur, qui est le plus important, tient à la nécessité d'écarter tout ce qui s'oppose au chauffage collectif en termes techniques, notamment, car il faut tenir compte des éléments négatifs tout comme des éléments positifs.

**M. Rose:** Comme les remblais utilisant les déchets domestiques, n'est-ce pas?

**M. Farkas:** Cessons de construire des systèmes à circulation d'eau où la température est élevée. Les systèmes à circulation d'eau ou de vapeur où la température est très élevée s'opposent plus ou moins à la cogénération. Celle-ci ne présente alors plus que des avantages accessoires. C'est un mauvais départ. C'est le principe de la basse température qui devrait prévaloir. Un projet est sur le point d'aboutir dans cette ville même, la Plaine LeBreton. Il s'agit d'un système de chauffage collectif construit sur le modèle européen, mais à une échelle très réduite. Ce qui n'empêche pas que les problèmes soient tous aussi importants que si ce système était dix fois plus grand. Il y a donc une disproportion entre le résultat obtenu et les difficultés dont il s'accompagne.

**M. Rose:** Merci beaucoup.

**Le président:** M. Gurbin veut poser une question supplémentaire.



[Texte]

**Mr. Gurbin:** Just a short one on what I was trying to get at before, actually, but it escaped my mind. I would just like you to try to leave with us an impression of the magnitude of the resource that is available to us. I do not care if you do it in terms of a province like Ontario, or across the whole country, but I think Ontario is probably the one most appropriate to discuss because of the amount of thermal generation and the lack of indigenous fuels. You mentioned a figure of 40,000, I do not know what you were referring to with that. It was my impression that we are generating about 25,000 megawatts of electrical energy and of that about 13,000 is thermal and nuclear together.

**Mr. Farkas:** No, that was in connection with the Soviet Union, I think. I mentioned that the cogeneration type of district heating plants in the Soviet Union produce 40,000 megawatts of electricity and this is as much as all the power stations—hydro, nuclear and thermal—in the Provinces of Quebec and Ontario produce. Ontario produces 25,000 and Quebec about 15,000 to 16,000, for a total of about 40,000 megawatts.

**Mr. Gurbin:** Okay, take those two provinces together, and separating the hydro, the falling water from that because that is not a resource that gives us anything, what can we tap and still give us the electricity—in your opinion what resource do we have available to us without any additional capital cost, without any other fuelling costs and so on?

**Mr. Farkas:** I am sorry, sir, I cannot give you that because it is too complicated. It has to be, obviously, a practical figure and it requires many studies and surveys to find out what the potential is. There has been a study lately about what the cogeneration potential is in Ontario, and I am sure you already have the results or, if not, you will have the results. There has not been a study as to what is the district heating potential in any one province or in Canada. I would guess that it is less than the average European proportion which is 6 to 10, to 20 per cent. Finland has 20 per cent of its heating provided by district heating and Germany, 16 per cent of its heating. I think in Canada it may be about 5 to 6 per cent, but that is a wild guess. I am sure we can never reach those high figures because our country is not very conducive to district heating. We have great distances, we like to live far away from each other, we like to have our privacy, we do not like apartment dwelling—there are many things we do that are not in the ultimate analysis conducive to district heating.

**Mr. Gurbin:** Do you have that cogeneration figure in terms of the cogeneration per se and not district heating?

**Mr. Farkas:** No, unfortunately, I do not but I will get it for you.

**Mr. Gurbin:** I do not know whether that will be available to us or not, I would just like to get an idea from an expert on what he feels the available resource is.

[Traduction]

**M. Gurbin:** Une brève question qui se rattache à ce que je voulais dire tout à l'heure et qui m'avait échappé. Je voudrais que vous nous donniez une idée des ressources dont nous disposons. Peu importe que vous le fassiez à l'échelle d'une province comme l'Ontario ou à l'échelle du pays tout entier, encore que, selon moi, l'Ontario soit probablement la province la mieux placée pour qu'on en discute, étant donné qu'elle manque de combustible et que la génération thermique y est importante. Vous avez avancé le chiffre de 40,000, mais j'ignore à quoi il correspondait. J'avais l'impression que nous produisons près de 25,000 mégawatts d'énergie électrique dont environ 13,000 représentent l'énergie thermique et l'énergie nucléaire réunies.

**M. Farkas:** Non, il s'agissait, je crois, de l'Union Soviétique. J'ai dit que les centrales de chauffage collectif fonctionnant sur le principe de la cogénération, produisaient 40,000 mégawatts d'électricité en Union Soviétique, ce qui équivaut à la production totale des centrales électriques... hydroélectriques, nucléaires et thermiques... du Québec et de l'Ontario. L'Ontario produit 25,000 mégawatts et le Québec entre 15,000 et 16,000, soit un total d'à peu près 40,000 mégawatts.

**M. Gurbin:** Prenons donc ces deux provinces en faisant abstraction de l'eau puisque c'est une ressource qui ne nous donne rien, que pouvons-nous exploiter sans mise de fonds supplémentaire, sans faire intervenir de nouvelles dépenses de combustibles, notamment?

**M. Farkas:** Je suis désolé, monsieur, mais je ne suis pas en mesure de vous le dire car c'est trop compliqué. Il faut, bien sûr, que le chiffre corresponde à quelque chose, ce qui exige de nombreuses études qui permettraient de déterminer où se situe le potentiel. Une étude a récemment porté sur le potentiel de cogénération en Ontario, et je suis sûr que vous en connaissez déjà les résultats, sinon, nous vous les communiquerons. Aucune étude n'a été réalisée sur les potentiels du chauffage collectif pour une province quelconque ou même pour le Canada. Je suppose que c'est inférieur à la moyenne européenne laquelle oscille entre 6 et 10 ou 20 p. 100. En Finlande, 20 p. 100 du chauffage est collectif contre 16 p. 100 en Allemagne. Je crois que ce serait de l'ordre de 5 à 6 p. 100 au Canada, mais c'est là pure spéculation de ma part. Je suis convaincu que jamais nous n'atteindrons des chiffres aussi élevés car notre pays se prête mal au chauffage collectif. Les distances sont trop grandes et nous aimons vivre à l'écart les uns des autres, nous aimons préserver notre intimité et nous n'aimons pas habiter en appartements... notre mode de vie comporte de nombreux éléments qui, en dernière analyse, sont peu propices à l'adoption du chauffage collectif.

**M. Gurbin:** Avez-vous les chiffres concernant la cogénération elle-même, indépendamment du chauffage collectif?

**M. Farkas:** Non, malheureusement, mais je vous les obtiendrai.

**M. Gurbin:** Je ne sais pas si c'est possible, mais je voudrais bien qu'un spécialiste nous donne une idée des ressources qui sont à notre portée.



[Text]

**Mr. Clay:** We will be covering the subject of cogeneration tomorrow morning and perhaps Mr. Juchymenko will have that figure for you.

• 1805

**The Chairman:** Before I go to Mr. Clay, I was just wondering, sir, if you are aware of any city or town in Canada where district heating is widespread right now? I understand that years ago—I do not know if it still exists—in Espanola, Ontario, which is a pulp-mill town you may be familiar with through your work, most of the homes were heated by surplus heat from the the pulp mill. Are you aware of that system there? Have you had a chance to study it yourself?

**Mr. Farkas:** No, sir, I am not aware, Mr. Chairman, but it does not mean the system is not there; I just do not recall this scheme. There was a district heating system in Ajax, close to Toronto. I think it is still functioning, or has just about stopped functioning because of, perhaps, economics.

However, there were quite a few small district heating systems in Canada, and two or three of them are still listed in the International District Heating Association list of district heating systems.

**The Chairman:** Can you recall any of them?

**Mr. Farkas:** Yes. Toronto is by far the largest. Again, it is not a district heating system; it is a group of central heating systems for hospitals, universities . . .

**The Chairman:** Oh yes.

**Mr. Farkas:** . . . downtown core, et cetera. Toronto is probably the largest, or maybe Cliff Street; this system may be the largest in terms of energy in Canada. As far as cooling, this is the largest cooling system, not only in Canada, but probably the fourth largest in the whole world—the Parliament Hill cooling system.

There were times when it was considered that heat from this system may be supplied to other than government buildings—maybe buildings that are on government land—to extend the system potential beyond the political border of the system area.

**The Chairman:** Just one more question. Are you aware, either in Europe or elsewhere, that they use heat extracted from sewers to heat homes or other buildings?

**Mr. Farkas:** No. This does not mean that such a system could not exist. In Zurich, Switzerland, the Technical University of Zurich is being heated with heat extracted from the river, a small river flowing by and dissecting the city of Zurich. This system was made operational in 1936 or so. It uses the heat pump. The same technique would be applicable to extracting heat from the sewer. Sewers are obviously warmer than the flowing water, but I think technically it would be quite feasible. There may be some practical complication because the nature of the heat source, which is quite unpleasant and probably . . .

**Mr. Rose:** Not chocolate.

[Translation]

**M. Clay:** Demain nous aborderons la question de la cogénération et il se peut que M. Juchymenko vous fournisse ces chiffres.

**Le président:** Avant de donner la parole à M. Clay, j'aimerais savoir si à votre connaissance il existe une ville au Canada dotée du chauffage collectif. Je sais qu'il y a quelques années, la plupart des maisons d'Espanola dans l'Ontario étaient chauffées grâce à la chaleur résiduelle de la scierie, Espanola étant une ville où on fabrique de la pâte à papier. Avez-vous eu l'occasion de visiter ces installations?

**M. Farkas:** Non, monsieur le président, mais cela ne veut pas dire que cela n'existe pas. Je sais qu'à Ajax près de Toronto il y a une installation de chauffage collectif. Je crois que cela marche toujours ou bien on vient tout juste de l'arrêter par raison d'économie.

Je sais qu'il existait toute une série de petites installations de chauffage collectif au Canada, dont deux ou trois figurent toujours dans la liste de l'*International District Heating Association*.

**Le président:** Pourriez-vous nous dire où se trouvent ces installations?

**M. Farkas:** La plus grosse est à Toronto, mais il ne s'agit pas de chauffage collectif à proprement parler mais plutôt une installation de chauffage central pour les hôpitaux, les universités . . .

**Le président:** Oui.

**M. Farkas:** . . . le centre-ville. L'installation de Cliff Street à Toronto est sans doute la plus importante du Canada. L'installation de climatisation de la Colline du Parlement est non seulement la plus importante du pays mais elle occupe la quatrième place parmi ce genre d'installation dans le monde.

Il fut un temps où l'on envisageait la possibilité d'utiliser cette installation pour le chauffage d'autres bâtiments que ceux du gouvernement, notamment les immeubles se trouvant sur les terres appartenant au gouvernement.

**Le président:** Une dernière question. Existe-t-il des installations en Europe ou ailleurs où l'on utilise la chaleur des égouts pour le chauffage des maisons et des immeubles?

**M. Farkas:** Je ne suis pas au courant mais peut-être qu'il y en a. L'Université technique de Zurich en Suisse est chauffée grâce à la chaleur provenant de la rivière qui traverse Zurich. Cette installation remonte à 1936 et utilise une pompe à chaleur. La même technique permettrait d'extraire la chaleur résiduelle des égouts. La chaleur des égouts est bien entendu supérieure à celle de l'eau courante, donc du point de vue technique cela devrait pouvoir être faisable. Le caractère déplaisant des égouts soulèvera peut-être certaines difficultés.

**M. Rose:** Ce n'est pas du chocolat.

## [Texte]

**Mr. Farkas:** Not quite.

**The Chairman:** Okay, Mr. Clay and Mr. DeGrace.

**Mr. Clay:** You mentioned that district heating is a highly seasonal endeavour. During the summer when presumably much of this heat simply has to be rejected if it is a cogeneration system, can the electrical component regain the higher electrical output?

**Mr. Farkas:** Yes. In each case, the plants are so made that when the heating is not required, the recovery of the waste heat declines to the extent that it is required and the electricity proportion increases to the theoretical maximum, which is 38 per cent.

**Mr. Clay:** Okay. Are you aware of any district heating systems that are operating in combination with fluidized-bed combustion to take advantage of the wide range of fuelling capabilities?

**Mr. Farkas:** There is an experimental boiler, if I am not mistaken, in the city of Dusseldorf. This is in the plant of Steag, the company which I mentioned before. It is a fluidized-bed boiler, which is serving a district heating system. I think it is operational by now. It is a test or demonstration arrangement, for the time being.

• 1810

**Mr. Clay:** I would like to take a small case study you may be familiar with. I believe Cadillac Fairview proposed a small district heating system in Kanata just west of Ottawa. I do not recall the number of units; it would probably have been on the order of several hundred. The proposal there was to burn wood to generate the heat, and perhaps subsequently to incorporate a large solar storage system in this as well. The problem, as far as I am aware, from the point of view of the City of Kanata, which is quite small—it is less than 20,000 people—was that Cadillac Fairview wanted to turn the heating system over to the municipality after it built the subdivision, and the municipality was concerned because, first of all, there was a lack of experience within it. Kanata has only just now got permission to form its own hydro system, or a corporation. There was a lack of a large tax base if something went wrong with the district heating system, and the economics of fueling the boiler using wood were questionable. Are these problems that would be characteristic in Canada in trying to introduce a small-scale district heating system?

**Mr. Farkas:** The great advantage of district heating in Europe is that almost invariably, changing from individual heating to district heating, one goes to a cheaper fuel, from oil to coal. Many Canadian central heating systems operate with the same premium fuels as individual homes, namely gas and oil. So going to wood waste would go in the direction of the Europeans, but it might introduce a technology which in itself might have some problems or inconveniences that are probably incompatible with the expectations for district heating systems. In my opinion, it would not be a good start to bring about artificially a project where all the goodies are in because it is fashionable to do energy conservation and sacrifice, not necessarily the engineering success, because after a year or so of

## [Traduction]

**M. Farkas:** En effet.

**Le président:** Monsieur Clay et ensuite monsieur DeGrace.

**M. Clay:** Vous avez dit que le chauffage collectif est essentiellement saisonnier. Dans un système de production conjointe, est-ce qu'il y aurait moyen pendant l'été lorsqu'une bonne partie de la chaleur doit être rejetée, d'augmenter la production d'électricité?

**M. Farkas:** Certainement, les installations étant prévues de façon à ce que au moment où la chaleur n'est pas nécessaire, la récupération de chaleur résiduelle diminue tandis que la production est portée au maximum, c'est-à-dire 38 p. 100.

**M. Clay:** Parfait. Existe-t-il des installations de chauffage collectif utilisant la combinaison avec du combustible fluidisé?

**M. Farkas:** Je sais qu'il existe une chaudière expérimentale à Dusseldorf dans l'usine de Steag, dont j'avais déjà parlé. Il s'agit d'une chaudière à lit-fluidisé utilisée pour le chauffage collectif. Pour le moment il s'agit d'une installation pilote.

**M. Clay:** Je vais vous donner un exemple que vous connaissez peut-être. La société Cadillac Fairview a voulu aménager une petite installation de chauffage collectif à Kanata à l'ouest d'Ottawa pour chauffer plusieurs centaines de logements. Il s'agissait d'une installation de chauffage au bois et par la suite on prévoyait une grosse installation pour le captage de l'énergie solaire. Or la ville de Kanata qui ne compte que 20,000 habitants a hésité par ce que la société Cadillac Fairview voulait remettre l'installation de chauffage à la municipalité après avoir construit ce quartier. Elle vient tout juste d'autoriser la municipalité de Kanata de créer sa propre entreprise de production d'électricité. De plus Kanata ne possède pas une très large assiette fiscale; cette ville a donc hésité à adopter un système au cas où cette installation de chauffage collectif utilisant le bois serait vraiment rentable. Pensez-vous que cesoient-là les problèmes auxquels fait face l'implantation de petites installations de chauffage collectif un peu partout dans le pays?

**M. Farkas:** En Europe, lorsque le chauffage individuel est remplacé par le chauffage collectif, cela veut dire qu'on passe d'un combustible cher comme le pétrole à un combustible bon marché, le charbon. Or au Canada, les installations de chauffage collectif utilisent le même combustible que pour le chauffage individuel, c'est-à-dire le pétrole ou le gaz. L'utilisation du bois au Canada suivrait donc l'évolution européenne, bien que cette technologie risque de susciter certains problèmes. Il n'est pas certain qu'elle soit indiquée pour le chauffage collectif. J'estime donc que ce ne serait pas une bonne idée d'introduire pareille installation simplement pour suivre la mode, au risque non pas tellement de porter préjudice à l'aspect technologique du problème, mais plutôt au principe même de l'économie



[Text]

improvement it would be there, but the reputation of the cause when it gets started and there are problems. It has to be a gradual process, and I would discourage trying to do too much at the same time.

**Mr. Clay:** Yes, as far as I recall, it was not even necessary to burn wood waste but to burn lumber, basically, or trees, not just the waste from a forest operation. Thank you.

**The Chairman:** Mr. DeGrace.

**Mr. John DeGrace (Science and Technology Division, Library of Parliament):** Thank you. First of all, is there any practical reason why the heat distribution medium of choice in North America historically has been high-pressure steam or high-temperature water as opposed to low-temperature water in Europe; and if there is no practical reason, can we assume that future developments in North America will use low-temperature water?

**Mr. Farkas:** The reason North American system are opting for high-temperature water or high-pressure steam is this way the distribution piping system becomes less expensive. Since there is no co-generation which might or could pay a dividend, the incentive not being there, the only ambition is to make the distribution system as inexpensive as possible. In this sense high-temperature water and high-pressure steam exceed, obviously, the low-temperature water. It is a purely economic choice; the right choice for a single-purpose plan, which almost wipes out the potential of co-generation at a later stage.

**Mr. DeGrace:** I see. We have not discussed the reliability of district heating systems as compared to unit heating systems. For example, in the event of a major rupture of a district heating water line in a cold climate, could service be restored as quickly as with a major rupture, say, in a natural gas line? Subsidiary to that, I understand that in the event of a sudden pressure loss in a hot-water line you can get the formation of a water-steam hammer, which can cause severe damage to your district heating system. I wonder if you could explain briefly what constitutes this water-steam hammer, what sort of damage it can cause, and what safeguards you might build into a district heating system to prevent severe damage in the event of a disruption.

• 1815

**Mr. Farkas:** On the reliability of the systems, they are very reliable. Most of the systems are based on looped feeding. The heat can come to a certain building in more than one way. Initially, you build a system which is entirely radial. It starts from the plant and goes to the farthest point, and picks up anything in between. But as the system expands, you actually try to build a loop. In case the main fails, you isolate a section of the main, and you can feed the rest of the circle more or less from two sides. There are portable boilers which can be brought in in case you have to isolate the section. For systems which are well kept and well maintained, there are very few unexpected problems.

[Translation]

d'énergie. Il faut donc procéder par étape. Ne pas vouloir tout faire en même temps.

**M. Clay:** Si je me souviens bien, l'installation devait utiliser non pas des déchets de bois mais du bois rond. Je vous remercie.

**Le président:** Monsieur DeGrace.

**M. John DeGrace (Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Existe-t-il des raisons pratiques pour lesquelles l'Amérique du Nord a opté pour la vapeur à haute pression ou l'eau surchauffée pour les installations de chauffage plutôt que l'eau à basse température comme ça se fait en Europe? Il n'existe pas de raisons techniques, pensez-vous qu'on s'orientera vers l'utilisation d'eau à basse température en Amérique également?

**M. Farkas:** Si en Amérique du Nord on a opté pour l'eau surchauffée ou de la vapeur à haute pression, c'est parce que la canalisation nécessaire est moins coûteuse. Vu qu'il n'existe pas de production conjointe susceptible d'apporter d'autres avantages, l'unique objectif est de rendre le réseau de distribution aussi bon marché que possible. En dehors de ce point de vue-là, l'installation utilisant l'eau surchauffée ou la vapeur à haute pression présente un avantage certain. Le choix a donc été fait exclusivement en fonction des données économiques. Or, cela rend quasiment impossible la production conjointe à une étape ultérieure.

**M. DeGrace:** Nous n'avons pas essayé de comparer la fiabilité des installations de chauffage collectif ou les installations de chauffage individuelles. Par exemple, si dans un pays froid les canalisations d'eau utilisées pour le chauffage collectif venaient à éclater, les réparations pourraient-elles se faire aussi rapidement qu'en cas de fuite d'une canalisation de gaz naturel? De plus qu'il paraît qu'en cas de chute soudaine de la pression d'une canalisation d'eau chaude, l'installation de chauffage collectif risque d'être gravement endommagée. Pourriez-vous nous expliquer brièvement en quoi consiste ce phénomène, quels dégâts il cause, quelles mesures on peut prévoir de la construction d'une installation de chauffage collectif pour empêcher que les dégâts deviennent trop graves?

**M. Farkas:** Les installations de chauffage collectif sont très fiables. la plupart des installations utilisent un système de canalisation à boucle. Ainsi, la chaleur peut être amenée aux immeubles de différentes façons. Au départ, l'installation est uniquement radiale. La chaleur est distribuée à partir de la chaudière jusqu'aux points les plus éloignés. Mais au fur et à mesure que l'installation prend de l'expansion, on prévoit des boucles. Si la principale canalisation tombe en panne, il suffit d'isoler un tronçon de cette canalisation tout en continuant à alimenter le reste du cercle à partir de deux côtés. On peut également utiliser des chaudières portatives lorsqu'un tronçon doit être isolé. Dans une installation bien entretenue, il y a très peu d'imprévu.



**[Texte]**

There was a famous case six or seven years ago. A manhole in Europe blew up and a car was tossed to the top of a two-storey building. It was a manhole in which an expansion joint did something—the joint was probably 30 years old and was probably just at the end of its life.

District heating technique is not free of this kind of surprise, but the reliability is fairly large. This is why very important installations, as I said—airports, military bases, government complexes such as this—can link with district heating and you do not hear too many complaints. District heating is not more troublesome than failure of electricity or gas supply.

As far as the water hammer is concerned, when you have hot water in a closed pipe, it is under pressure to prevent the water from boiling and turning into steam. When you have a hot-water distribution system, you fill the lines completely with water, expel all the air in there, and then you impose a pressure on the system which keeps the water tight in the pipes, because if this pressure evaporates, disappears, there is no pressure, the hot water in the lines tries to boil and turn into steam, and this is when you have the water-hammer. These water-hammer effects are very inconvenient and are a nuisance to your ears. You hear them and you are frightened: what is happening; what is going on? But they usually do not do any considerable damage. The pipeline is designed to withstand the strains from the water-hammer.

**Mr. DeGrace:** Do you know if consideration has been given to the practicality of using warm air for district heating, for example from underground mines? The reason that comes to my mind is that district heating applications would normally be in new communities. In Canada these frequently grow up around new underground mining operations, and when you get down deep, of course, there is plenty of warm air that is simply expelled at the surface.

**Mr. Farkas:** It still may not be at high enough a temperature to be used for that purpose.

**Mr. DeGrace:** Yes.

Only one other short question, and that is, if you were advising someone to have a look at a modern district heating system in the free world, where you had a multiplicity of heat sources and co-generation applications, where would you tell him to go?

**Mr. Farkas:** Paris, Vienna, Stockholm, Hamburg, for the time being.

**Mr. DeGrace:** All right. Thank you. That is all for me.

**The Chairman:** Thank you very much.

Could we have the usual motion for appending these submissions to our Minutes of Proceedings and Evidence?

**Mr. Gurbin:** I move that these submissions be appended to our Minutes of Proceedings and Evidence.

**Some hon. Members:** Agreed.

**[Traduction]**

Il y a eu une affaire célèbre il y a 6 ou 7 ans lorsqu'un trou d'homme éclata en Europe, propulsant une voiture sur le toit d'un immeuble à deux étages. Le joint d'expansion de ce trou d'homme avait été installé il y a environ 30 ans et avait sans doute cédé.

Des accidents inattendus peuvent donc arriver dans une installation de chauffage collectif, mais en général, leur fiabilité est excellente. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle les grosses installations telles les aéroports, les bases militaires et des immeubles du gouvernement sont raccordés à des installations de chauffage collectif sans que cela pose de vrais problèmes. Le chauffage collectif ne pose pas plus de problèmes que la distribution d'électricité ou de gaz.

En ce qui concerne le phénomène du marteau d'eau, l'eau chaude amenée dans une canalisation fermée se trouve sous pression afin d'empêcher l'eau de bouillir et de se transformer en vapeur. Dans une installation de chauffage à eau chaude, les canalisations sont complètement remplies d'eau et l'air est expulsé; après quoi on met des installations sous pression de façon à maintenir l'eau dans la canalisation à l'état liquide, car si la pression devait tomber, l'eau chaude des canalisations se mettrait à bouillir et se transformerait en pression. C'est alors qu'on obtient le phénomène connu sous le nom de marteau d'eau. C'est un phénomène fort embêtant et très bruyant. Lorsqu'on l'entend, on risque d'attraper peur, mais d'habitude, cela ne provoque pas de dégâts. Les canalisations sont prévues pour résister à cette pression.

**M. DeGrace:** A-t-on jamais envisagé la possibilité d'utiliser l'air chaud des mines par exemple pour le chauffage collectif? Les installations de chauffage collectif sont surtout indiquées pour les nouvelles agglomérations. Or, comme au Canada les nouvelles agglomérations se dirigent très souvent non loin d'une mine, dont on pourrait utiliser l'air chaud pour le chauffage plutôt que de le rejeter comme cela se fait maintenant.

**M. Farkas:** Je ne pense pas que cet air soit suffisamment chaud pour pouvoir servir au chauffage.

**M. DeGrace:** Je vois.

Quelles sont, à votre avis, les installations de chauffage collectif du monde libre qui méritent d'être étudiées à titre d'exemples du fait qu'elles utilisent différentes sources de chaleur d'une production conjointe.

**M. Farkas:** Les installations de Paris, de Vienne, de Stockholm et de Hamburg.

**M. DeGrace:** Je vous remercie. C'est tout ce que j'avais à dire.

**Le président:** Merci beaucoup.

Quelqu'un voudrait-il proposer une motion en vue d'annexer les exposés au compte rendu de la réunion?

**M. Gurbin:** Je propose que les exposés soient annexés à nos comptes rendus.

**Des voix:** D'accord.

[Text]

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Farkas and Mr. McIntyre, for appearing here today. We have found your submission very interesting.

This meeting is adjourned.

[Translation]

**Le président:** Je tiens à remercier nos témoins, MM. Farkas et McIntyre d'avoir bien voulu être des nôtres aujourd'hui. Votre exposé a été des plus intéressants.

La séance est levée.

APPENDIX "AEEA - 12"

# Canadian Renewable Energy News

BRIEF TO THE SPECIAL COMMITTEE ON  
ALTERNATE ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

The Impact of Conservation on  
the Supply Potential of  
Renewable Energy

Presented by  
Jeff Passmore  
International Editor  
Canadian Renewable Energy News (CREN)  
Ottawa, Ontario

July 30, 1980



I want to make five brief points followed by elaboration and examples.

- 1) People do not want energy per se. They want what it produces.
- 2) A major energy transition of some sort is inevitable - likely away from fossil fuel to some renewable energy based economy.
- 3) No matter what form of energy we consume we have to use less of it..
- 4) Canada could consume at least 40% less energy per capita than at present with only beneficial results.
- 5) Only conservation will permit renewable energy technologies to make significant inroads into the overall energy supply picture.

1) Energy\_Per\_Se:

Canada currently consumes about 8 quads (quadrillion BTUs) of primary energy. Of this, 5.3 quads is delivered and available for use after conversion and transmission. Since consumers do not get what is wasted, they are not so much concerned with primary energy as with what comes out of the wall plug (secondary energy). (See Diag. 1)

As long as light, heat, transport and communication services are available, the general public is satisfied. We should therefore be looking for the most efficient way of delivering these services.

Certain energies are more efficient than others. Thermal electric power generation, for example, is one of the least

efficient delivering only 30% - 35% for end use. This also makes it one of the most expensive energy forms - one which, without subsidies, would not be competitive for heating homes.

Electricity is a high grade, sophisticated energy form. To satisfy low grade heat requirements, it is much more efficient thermodynamically and economically to find low grade and often low technological solutions. It is pointless to use energy created at temperatures of hundreds or thousands of degrees C to heat our bath water to 30°C or our homes to 18°C.

Rather than starting with a supply option and then asking what can we use it for, we need to determine our energy needs and then find the best energy source to meet them. This is called demand planning.

## 2) The Transition:

Rich and poor nations alike are beginning to realize that energy patterns of the recent past will show no lead in determining energy paths of the future. On the time-scale of human history, the period in which non-renewable energy resources (fossil fuels) have been used is negligible. Now, however, we are facing a decline in their availability.

Canada, with its substantial proven and considerable potential hydrocarbon reserves will not be exempted from this shortfall. We too will be faced with gradually depleting oil and gas. We are going to have to find alternatives.

The likely global choice will be to move "back" to some form of sustainable renewable energy sources, but to do so with considerably more technological sophistication than we did 300 years ago. (For a provincial breakdown of our ability to do this see Appendix Four.)

### 3) Consuming Less:

While there is considerable recognition of the need to evolve new strategies, most nations are doing so in the apparent belief that the only options open to them are those which involve great risk - both environmental and social.

Fission and fusion, a return to intensive coal mining, ocean transport of liquefied natural gas or the manufacture of synthetic fuels from coal or shale, all present hazards. Indeed, so do some of the proposed renewable solutions such solar satellites - the first one of which would cost \$66 billion just to launch.

The best way to prevent acid rain, the greenhouse effect, nuclear weapons proliferation, oil spills and microwave radiation - all results of the so-called "hard path" approach to energy problem solving, is to eliminate or lessen the demand for the source of these problems. This can be achieved technically. (See Appendix Three and Diag. 2.) Whether this is politically acceptable (to politicians) is another matter. But it is the best way to prevent any further environmental degradation. Energy planning must consider social costs and benefits.



The "hard path" assumes that the more energy we use, the better off we are. Energy use in itself becomes an end. It is representative of standard of living. The soft path considers how much energy we use to accomplish our social goals as a measure not of success, but of our failure.

Furthermore, the less energy we use, the less energy costs impact upon total per unit costs. This reduces inflation. It also creates jobs - in the construction, insulation, retrofit and solar components industries.

#### 4) Energy\_Efficiency:

We can double end-use efficiency by 2000 and double it again by 2025 so that we would be consuming 25% of the BTUs at that time.

Yet the option of limiting energy growth through conservation and vastly improving energy efficiencies has been largely neglected. Let me state flatly that conservation is our fastest "source" of energy supply. For every barrel of oil saved equals a barrel of oil found and every BTU not used is cheaper than the one we generate no matter what we generate it with. (Note that to produce three barrels of syncrude oil we have to consume one.) (For documentation of conservation's potential see Appendix One.)

#### 5) Renewables\_Depend\_on\_Conservation:

There is no need to rush off fossil fuels - especially in Canada. We have sufficient reserves for an orderly transition to renewable energy. Even globally there is probably in excess

of 100 years fossil fuels remaining.

But in order for solar energy to begin to penetrate the supply market, the amount of energy demand is significant. The following five scenarios help illustrate the point. The first three I consider to be impossible, the fourth as undesirable and the last as my choice.

#### One - Historic Growth (Impossible)

During the '50's and '60's and until 1973 energy growth in the industrialized west stood at about 5%/annum. We will never sustain this level of growth again nor should we want to. There is neither the money nor the resources for this kind of activity. Not even fission could help us here, even if we built one Pickering size reactor every three or four months. Exponential growth is a past phenomenon.

#### Two - Buddhist (Impossible)

It is equally impossible and undesirable to return to the subsistence agriculture of our ancestors. Cities exist, women have joined the professional ranks, etc. We have to deal with the world as it is.

Many critics of conservation claim the buddhist scenario is what pro-energy efficiency people are promoting. This is nonsense. Conservation means sound management of limited resources. (See Appendix Two). This was not so necessary when oil was \$2./barrel.

#### Three - Laissez-faire (Impossible)

This is generally the scenario (in words, if not in

action) of industrialized western governments. Let the market determine prices through supply and demand (except we will continue to subsidize fossil fuels and nuclear) and encourage energy growth of 3.5%/annum. This pathway is presented in the belief that energy growth and economic activity are wed.

However, since 1973, IEA countries have shown this not to be the case since none of them has experienced as much energy growth as economic growth. When energy was cheap, the two appeared to be tied. Now, in fact, we are finding the exact opposite to be the case. Due to the impact of high energy costs, the more we consume, the less economic activity we are experiencing. More to the point, we also experience less social well-being as inflation and environmental effects augment.

If we adopt the 3.5% scenario, we would be consuming energy at about twice the rate we are to-day by the year 2000. We are already consuming twice the BTUs per capita of our 1961 levels. In order to continue such exponential growth, we would have to go all out on every possible energy option - tar sands, nuclear, off-shore oil, solar, coal, etc. Such an option, like historic growth, is far too expensive and too dangerous. There is neither the capital nor the social will to sustain it. Further, we would be consuming so much energy that the per cent contribution of renewable energy would be next to none.



#### Four - Two Percent (Attainable)

Only when we get growth down to two per cent per annum can we begin to think about what contribution renewables can make in any significant way. To achieve such a level, governments would have to demand minimum efficiency levels for autos, insulation, furnace efficiency, etc.

But this is still an energy growth scenario. It looks at solar as just another source of supply and does not ask the question - what is the energy being used for? It does not look at end-use. Neither does it deal with our oil deficit. Renewables contribution would not be high in this scenario - perhaps 15% excluding hydro. We would definitely need more coal and nuclear capacity.

#### Five - Efficiency (My choice) (See Diag. Three)

This can be broken down into three categories which could exist concurrently in different regions of the country.

##### Doing More With Less:

This can be implemented in the short term. It is the minimum disturbance model. Japan and Sweden are good examples. Economic growth is sustained and the degree of conservation is proportional to the degree of waste present in the system. Since Ontario has the most waste energy in the world it is a good candidate for this approach. The rate of growth of energy consumption would be less than 1%.

##### Doing The Same With Less:

This is the zero energy growth per capita path. It could

be called the "stable stable" option. Levels of consumption remain high but they do not increase.

I ask you all to think back to 1961 when, as I said, we were consuming 50% of the energy per capita we are now. Where we half as happy then? The point is that energy throughput does not lead to affluence. If we double our energy throughput we do not, by some formula, double our material well-being. Indeed, increasingly the argument is made that we lessen it. I remind you of what I stated earlier. What is important to consumers is not how much energy they consume, but what services they get from the wall plug.

Sweden, for example, consumes 40% less energy per ton of steel produced than does the U.S.

### Doing Less With Less:

This scenario will see Canada derive at least 50% and likely 80% of its energy needs from solar by 2000.

Energy growth would be negative in the amount of -1%. This path requires a re-adjustment of values but it is not the outhouse and water bucket approach of the buddhist. Examples of the possibilities abound. (See Appendix Three.) The barriers to negative energy growth are not technical or economic. They are political and intellectual. The choice is not between technologies as much as between values.

If we want our energy policy to be the most economic, if we want it to protect us against shortages as a result of international blackmail or domestic miscalculations, if

we want it to contribute to the development of a domestic industry as well as small business, local entrepreneurship, regional development and employment, then we should develop an energy strategy which concentrates on increased efficiencies, conservation and development of the renewables alternative.

If, on the other hand, we wish to cause further deterioration of the environment and of standards of public health and safety, if we wish to have excessive concentration of economic power either in one region or a few corporations and if we wish energy to become a significant debit in our international accounts, then we should continue with the hard path.

The only way we can choose the former is to stop looking for new sources of supply and start looking at how best to cut demand.

But if conservation and renewable are so appealing, why isn't it happening? Well to some extent, as the attached appendices illustrate, it is. But there are many barriers of which the following list is some.

1) The Canadian energy industry is largely foreign controlled. Actions, therefore, are not generally taken in Canada's interest. The idea is to exploit and export the resources as fast as possible.

2) Connected to number one above, is the matter of the relative weight of the political constituencies of the hard and soft paths. Though there is a very strong petroleum and nuclear lobby, there is no conservation lobby whatsoever - in any western nation. In terms of R & D funding, 3% of what



has been spent on nuclear has been spent on renewables.

Furthermore, while syncrude plants cost \$7 billion and the Darlington nuclear station will cost \$6 billion, that sort of funding at reasonable interest rates is not available to homeowners for insulation or installation of solar equipment. (CHIP program notwithstanding).

3) The government has not understood the nature of the problem. They are still living in the pre-OPEC reality that energy growth is linked to economic growth and that GNP is a measure of societal achievement. They have also been extremely naive in believing oil company's claims that they need more money to find new reserves and that Canada could some day become self-sufficient in oil. Both government and oil (energy) companies are inaccurately forecasting demand. (See Diag. 4)

#### WHAT NEEDS TO BE DONE?

- The pricing of energy should reflect the rising costs of developing new supplies of oil, gas and electricity. Such "marginal cost pricing" will induce greater conservation.
- Electric utilities should actively promote the co-generation of electricity rather than discouraging it as does Ontario Hydro.
- Incentives to promote greater energy efficiency through tax credits, sales tax reductions, etc. should be advanced. Conservation is now a dis-incentive for industry due to existing rate structures.
- Transportation options should reflect the energy

intensity of each mode through the pricing structure and the more efficient systems should be subsidized by monies raised from the less efficient ones.

- Car use in urban areas should be discouraged with an accompanying improvement in public mass transit.
- Standards for energy efficiency should be legislated including minimum standards of insulation, triple-paned glass where appropriate and automobile petrol efficiencies.
- The building code needs to be upgraded to include southward orientation, heat recovery and insulation.
- Establish high minimum standards of efficiency for appliances, furnaces and air conditioners.
- Promote district heating systems.
- Limit the amount of heat exhausted through ventilation systems to increase the use of heat exchangers and recuperators.
- Conduct a massive public information campaign on the social benefits of energy efficiency and the soft path option.
- Demonstrate the feasibility of end-use efficiency and solar energy with actual projects. Enough R & D has been done.

The short-term energy crisis is one of demand. The short-term solution is conservation. The long-term energy crisis is one of fossil fuels. The long-term sustainable solution is renewable energy.

Because past energy patterns have been based on oil and not solar, it is difficult to imagine a world in which the reverse is true. But it has been left to our generation and to some extent, in Canada at least, to this committee, to deal with and orchestrate this change.

Decisions we make to-day will determine how our world will look in fifteen years. Being rich in oil does not mean Canada should neglect renewables. If we do, we will end up technologically unprepared to compete with countries using renewable technologies. We will end up importing material (probably American) which is unsuited to Canada's needs.

In contrast to the pessimistic outlook for new energy from conventional sources whose costs to society and the pocket-book would be outrageous, the outlook is bright for an energy strategy which relies on conservation and increased efficiencies to extend conventional fuels long enough to make the transition to the solar era.

Appendices and Diagrams follow.



## APPENDIX ONE - Recent Low Energy Strategy Documents:

Exploring Energy-Efficient Futures for Canada. Amory B. Lovins. 1976. Concluded that a larger and wealthier population could operate in this country while consuming about half the energy. (For a more recent study of Canada's potential see appendix four.)

Energy in Transition. Secretariat for Future Studies, Sweden. 1977. Concluded that by holding back the rate of increase in energy use the ability of renewable sources to offer a real alternative will increase. (It is well known that Sweden, which has a standard of living comparable to Canada, consumes about 50% less energy per capita. The Swedes intend to achieve zero energy growth in final energy demand from 1990 onward.)

A Low Energy Strategy for the United Kingdom. Gerald Leach. January, 1979. Concluded that by applying current technologies, Britain could reduce energy requirements from 8.7 quads today to 8.0 quads in 2025.

The Good News About Energy. The U.S. President's Council on Environmental Quality. February, 1979. Concluded that attractive investments which increase the productivity of energy would allow the U.S. economy to operate on 30% - 40% less energy.

Energy Future. The Harvard Business School. July 1979. Concludes that conservation is often the cheapest, most accessible and least disruptive energy option. "Contrary to conventional wisdom, conservation can stimulate innovation, employment and economic growth."

APPENDIX ONE CONTINUED:

The Harvard study further concludes that there is room for a 30% - 40% overall energy efficiency improvement with the same or even higher standard of living.

Similar studies exist for France, the Netherlands, Denmark (which intends to cut energy growth to 1.5%/yr. by 1990), West Germany and Switzerland. All have one common theme. Improvements in energy productivity can extend the lifetime of the petroleum era long enough for an orderly transition to solar.

The two most recent studies from the U.S. are even more encouraging. The Union of Concerned Scientists concludes that "a fully solar-powered economy is readily achievable by 2050." It further states that with no change in policy, renewable energy will contribute 12% by 2000. An ambitious program could provide 28%.

Finally, Roger Sant, Director of the Energy Productivity Policy Center at the Carnegie-Mellon Institute of Research in Arlington, Virginia says studies such as that done by the Harvard Business School which talk of a 30% - 40% cut in energy demand could be underestimating the potential of conservation. Economically, he says, a 30% figure is justifiable. Technologically, a 60% - 70% reduction is feasible.

APPENDIX TWO - Industry, Government Comment on Energy Management:

"We estimate that if existing technology were applied and developed, current consumption could be reduced by 30%." - T.P. Jones, Deputy Secretary, U.K. Department of Energy commenting on the potential for heat recovery in British industry.

"A 50% reduction in energy per unit product is feasible and will become increasingly likely as prices rise." - Dr. Ian Efford, Conservation and Renewable Energy Branch (Director General), EMR, Ottawa commenting on the possibilities of conservation for Canadian manufacturing to the year 2000 - 2010.

"The grocery manufacturer's of America report that the 31 companies participating in their reporting program have achieved an efficiency improvement of 17.4% since 1972. (This is attributed to) the following: Process heat recycling and other recovery methods; increase in production output and throughput; improved house-keeping measures; extensive maintenance and overhaul of equipment; employee awareness programs; replacement of old equipment with newer and more efficient equipment; reductions in heating and cooling; etc." - William S. Brown, Jr., Director, Corporate Energy Department, Nabisco, Inc. speaking on industrial conservation issues in the U.S.

"(So far), our company saved 25%..... I have issued a challenge to our operating people to come up with an additional 25%. I believe we must save until it hurts. So far I think we haven't yet been inconvenienced." - G.S. Duffus,



APPENDIX TWO CONTINUED

Manager, Plant Engineering and Environment Control, Westinghouse Canada Ltd., Hamilton, Ontario..

"With heat recovery from ventilation and processing, the total consumption on heating can perhaps be reduced by about 60% - from 4.6 Twh/yr. to 1.7 Twh/yr." - Jorgen S. Nielsen, Chief, Energy Department, Denmark. commenting on the possibilities for energy conservation to 1984 in heating of Danish industrial buildings..

"In 1973, for each dollar of GNP, we consumed 63,000 BTU's of energy. In 1978 - just five years later - for each dollar of GNP, we consumed 56,000 BTU's - a decline of more than 10%. In other words, we were sustaining an equivalent level of economic productivity with 10% less energy." - Roger W. Sant, Director, Energy Productivity Policy Center, Carnegie-Mellon Institute commenting on the economics of conservation.

### APPENDIX THREE - Working examples of Conservation:

The world's most energy efficient building is the Gulf Canada Centre in Calgary, Alta. There is no conventional heating. It uses 10.5 kwh/sq.ft. and is heated by lights, body heat and office equipment. The average 20 storey building in Calgary consumes 53 kwh/sq.ft. or 400% more heat energy.

No new office buildings in Canada should have conventional heating installed. If, as in the case of the Gulf building, they have double-glazed reflective glass, their main problem is cooling, not heating.

Another energy efficient building in Canada is Hydro Place in Toronto, Ont. This consumes 17 kwh/sq.ft. There is no furnace.

Combustion Engineering Superheater Ltd., of Ottawa has reduced the total utility bill of its Cornwall Ontario plant by 42% from \$62,000 annually to \$35,000.

This results in a saving of \$27,000 a year and comes from an investment of \$85,000 on energy-saving measures. One of the most startling things about the Combustion Engineering energy management program was that natural gas consumption was reduced by 75%.

Night set-back of thermostats, increased insulation, recovery of office waste heat for plant space heating and lowering temperatures at the height of the plant's 62-foot ceiling all contributed to this saving. Eighty-four mercury vapour

APPENDIX THREE CONTINUED:

lights were replaced with 35 sodium pressure lights which not only reduced the electricity bills by 26% but increased illumination by 50% as well.

The Bata shoe factory in Picton Ontario has opted for heat reclaiming to conserve energy; the Centennial Hospital in Downsview Ontario pre-heats cold incoming air via a heat exchanger and has saved 30% in natural gas; a curling club in Portage La Prairie Manitoba which generates 750,000 BTU's of heat per hour is being used to heat an adjoining building; a one-acre greenhouse in Calgary is warmed by the waste heat from a natural gas compressor station; the Weetabix plant in Cobourg Ontario is using the waste heat from its 220<sup>0</sup> oven to heat a 40,000 sq. ft. building; the home in Saskatoon which heats its 2500 sq. ft. with annual consumption of 14.6 kwh/sq. ft. - half the Saskatoon average by installing R-36 insulation in the ceiling and other "tightening" features; the homes of Enercon Building Corporation in Regina which can be heated for \$100. per season - 60% below homes of similar size.



APPENDIX FOUR - Provincial Renewable Energy Capability:B.C.

With a mix of biomass, hydro-electricity and solar, B.C. could be anywhere from 48% - 68% renewable by 1995, depending on the price of oil.

With no new hydro-electric beyond what is now under construction, production of hydrogen-methanol hybrid fuel, and assuming no supply from wind, geothermal, direct solar electricity or tidal power, the province could be totally renewable by 2025.

Alta.

In Alberta's case, the indigenous resource, even within extended planning is oil and gas. Nevertheless, the province has the potential for a 22% renewable energy input to 2025.

Sask.

Saskatchewan could get 68% - 100% of its energy from renewables by 2025 depending on whether it increases its 1975 demand of 233.8 PJ to 341.3 or reduces it to 156.9 PJ.

Man.

This province could get 72% of its energy from renewable sources by 2025. This includes the agricultural sector. This is even more remarkable as researchers consider that end use demand will increase over the 1976 figures.

Ont.

Ontario's annual end use demand will remain Canada's highest, but 65% of that could still come from renewables.

APPENDIX FOUR CONTINUED

With a 50% increase in energy efficiency for a single family home now standing, a 40% increase for attached units, a 25% saving for apartment units and a 75% improvement in new units built from 1985 on, an across the board improvement of 40% will lead to a total residential demand of 458 PJ - 361 of them in low-temperature heat and the rest in necessary electric.

By 2025, direct solar will provide 80% - 90% of Ontario's low-temperature heat. A mix of hydro, photovoltaics and wind could provide 74% of the province's electricity if Treaty Nine Indian claims in Northern Ontario river systems can be settled, or just under 60% if not.

Que.

Quebec could reduce its 1975 primary demand of 1257 PJ to 942 PJ by 2025 and derive 100% of that demand from renewables.

The demand would be filled 49.5% by classic solar and photovoltaics, 42.2% by biomass in combustible solids or as liquid fuels from forests or waste recovery, 6.2% by small-scale hydro and 2.1% by wind.

N.B.

This province could conserve enough energy to get between 87% and 99% of its energy from renewables by 2025 without depending on such problematic options as tidal power.

Researchers stress that such a goal can be met under assumptions of economic growth and higher employment than exists in New Brunswick to-day.

APPENDIX FOUR CONTINUEDN.S.

No numbers are yet available. However renewable resources include extensive forests, good coastal winds and sufficient solar to supply, with intelligent building design and retrofitting, a significant amount of its space heating requirements.

P.E.I.

Prince Edward Island could reduce its end use demand from 6.3 PJ in 1975 to 5.7 PJ by 2025, meanwhile deriving 96% of its energy from renewables. Biomass plays a key role in any PEI soft energy strategy.

NFLD.

This province could get 40% - 59% of its energy from renewable sources by 2025. Since the province has long been disadvantaged, higher traditional energy source consumption may be seen as necessary to close the gap between themselves and central Canada.

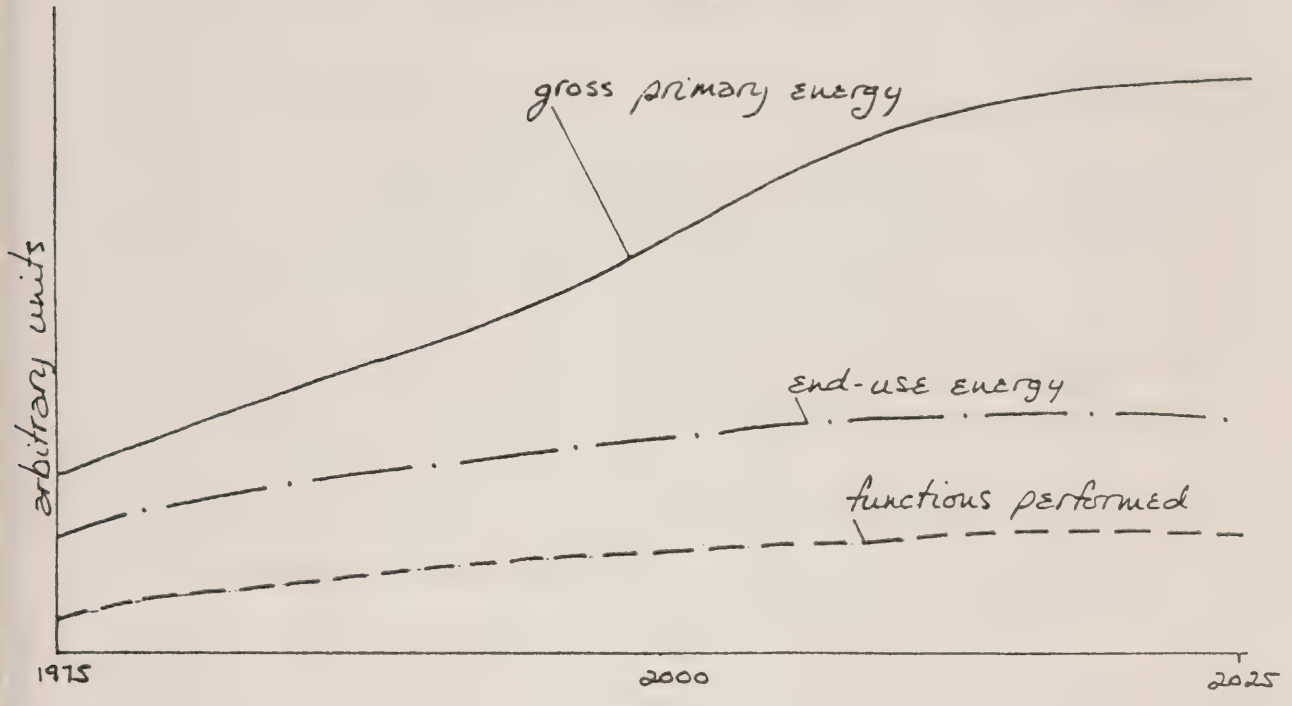
By 2025, hydro could provide a projected 43 - 65 PJ with solar coming in at 15.8 PJ and wood at 3.9. Wind is seen as providing .32 PJ to replace the current diesel contribution. In the longer term, depending upon the development of wind technology, this energy source could be second only to hydro in Newfoundland.

More details on all of these studies can be obtained from:  
Friends of the Earth,  
PO Box 569  
Station B, Ottawa K1P 5P7



Primary and Secondary Energy Curves  
a Hard Path

Diagram 1



a Soft Path

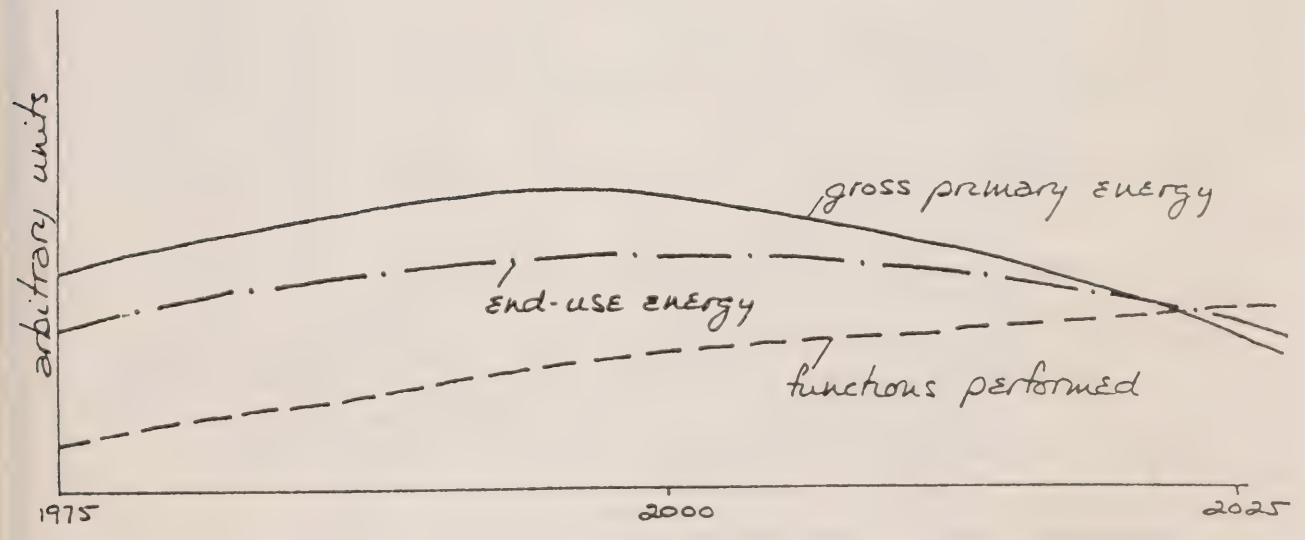
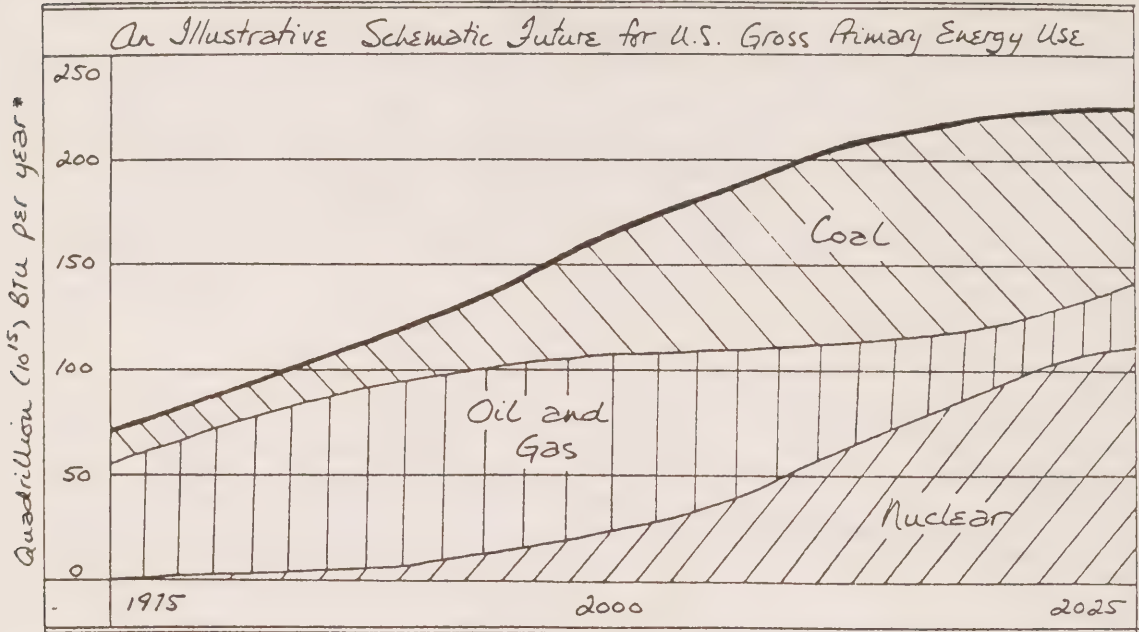
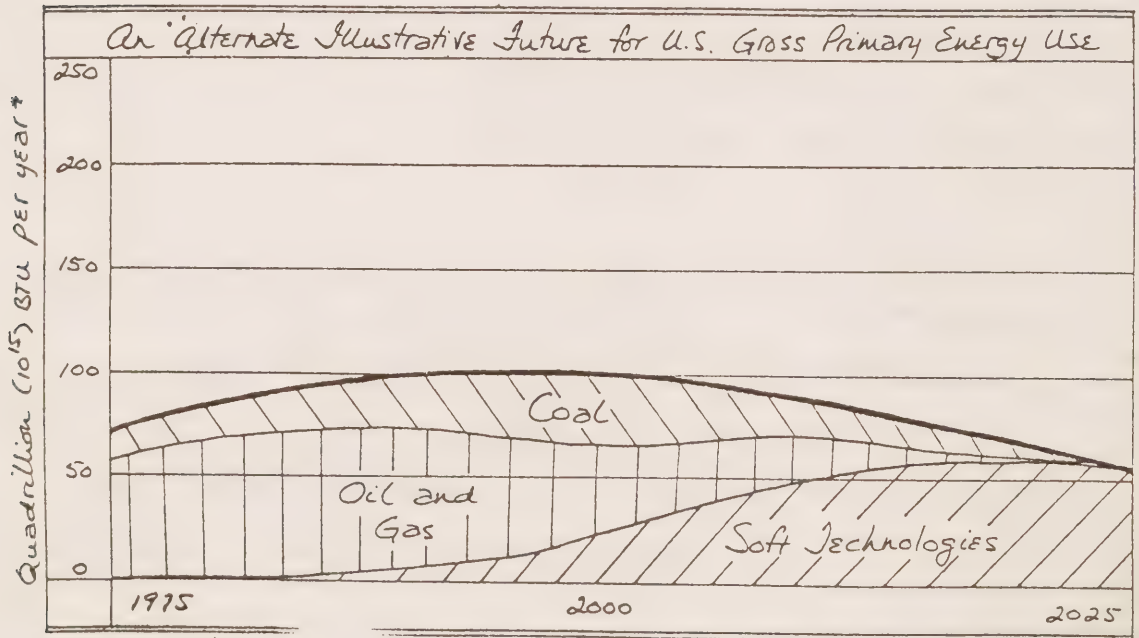


Diagram 2

## U.S. Hard Energy Paths

\* or quintillion ( $10^{18}$ ) joules per year

## U.S. Soft Energy Paths



\* or quintillion

joules per year

Diagram 3

## Renewable Energy Contributions to the Year 2000

Based on EMR Projections\*

1489-403

27

(110)

renewable sources of energy	column 1 assume 3% energy growth (12.8 quads/year)	column 2 assume 2% energy growth (11.2 quads/year)	column 3 assume 0% energy growth (8 quads/year)	column 4 assume -1% energy growth (6.4 quads/year)
hydroelectricity	25%	28.6%	40%	50%
biomass	10%	11.4%	16%	20%
active solar heating	2%	2.3%	3.2%	4%
passive solar heating..	1.5%	1.7%	2.4%	3%
wind and other sources	1%	1.1%	1.6%	2%
total	39.5%	45.1%	57.2%	79%

\* column 1 - figures from brief  
to parliamentary special committee  
on alternative energy and oil  
substitution', 1980.

(Jeff Passmore, 1980.)



Diagram 4

# Forecasts of U.S. Primary Energy Demand in the year 2000

Year	Beyond the Pale	Heresy	Conventional Wisdom	Super- stition
1972	125 (Lovins)	140 (Sierra Club)	160 (AEC)	190 (FPC)
1974	100 (Ford Foundation)	124 (Ford Foundation)	140 (ERDA)	160 (Utilities)
1976	75 (Lovins)	89-95 (Lovins)	124 (ERDA)	140 (Utilities)
1978	33 (Steinhart)	63-77 (NAS)	96-101 (Weinberg)	124 (Lapp)

(above figures in quadrillion BTU)

('Resurgence' - Jan. Feb. 1979 - No. 7)

**APPENDIX "AEEA-13"**

ECONOMIC COUNCIL OF CANADA

SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE ENERGY  
AND OIL SUBSTITUTION

Introductory Statement

by

Peter M. Cornell

Senior Adviser

ECONOMIC COUNCIL OF CANADA

July 29, 1980

## SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

Introductory Statement  
byPeter M. Cornell  
Senior Adviser

ECONOMIC COUNCIL OF CANADA

It is a pleasure for us to appear before you. We cannot offer much help on the technology or economies of alternative energy forms and uses but we do have a capacity to lay out some of the consequences of alternative energy price, investment, output, revenue distribution and trade scenarios for the principal economic features of our country. We can do this with the assistance of the Council's completely redesigned CANDIDE 2.0 model of the Canadian economy. Although we propose today only to illustrate some of the interactions between energy issues and the economy in general, we would like to offer this capacity to serve the task force's continuing needs—in particular, to help you to explore the implications of alternative scenarios that *you* may wish to specify.

Econometric models can be very useful; they also have limitations. The CANDIDE model is an attempt to capture a substantial number of the important relationships in our economy, and to calculate the strength of these relationships, mainly on the basis of historical experience. The answers generated by the model—which take the form of numerical descriptions of scenarios, simulations, extrapolations and forecasts—depend upon the question posed and on some working assumptions about certain future events, including policy settings. In addition, of course, the results reflect just how well the model captures the behavioural characteristics of all of the players in the economic system (something which we check systematically each year). So the results are *estimates* of future prospects; they are probabilities, some of which can be calculated, and some of which are qualitative and judgemental.

But the results are more than that. They are the product of an approach that is highly disciplined and systematic, an approach that forces its users to be consistent, and to be explicit about both the characteristics of the economic system and the conditions in which it is operating.

Let me illustrate some of these characteristics. If Canadian households spend more on energy, for example, somebody gets all of the additional income. Who? Do the sums add up? The model forces us to keep track of the sums. It also forces us to keep track of the relationships between past, present and future. If Canadian governments have larger deficits today, they carry forward larger accumulated debts, and the financing consequences for the morrow have to be dealt with. Or, if Canadian workers find their real income reduced today by rapid increases in price levels, we are forced to consider their reactions tomorrow. If we are concerned about the consequences of a further increase in the future of the real price of energy, we must ask what specific increases will produce what effects on, say, the Consumer Price Index, the balance of international payments, or the fiscal positions of governments.

On top of these characteristics, our model, in its reconstructed form, is easy and cheap to use and it can be made to respond to new enquiries quickly. Moreover, both the underlying assumptions and the ultimate results can be set out in such a way that the layman can easily grasp their significance.

It is for these reasons that we invite you to make further use of our model as your work and specifications develop. You can specify the economic variables that are of most interest to you. You can include the conditions and policy options that you may wish to have investigated. You can ensure that we (or any other modelling team that makes a presentation to you) are explicit about the strengths and weaknesses of the model.



But the proof of the pudding is in the eating. To show you how the model may assist in evaluating just how sensitive the economy of the future might be to changes in economic conditions and public policy, we propose to present—as a mutual learning exercise—a limited number of scenarios which are themselves, we believe, relevant for your work.

We will start by developing a reference or base case, which we can then use for comparison with alternatives. The alternatives we will present involve changing the energy pricing and energy investment scenarios that are set out in the base case. The comparisons allow us to trace the impact of oil pricing decisions or of the withdrawal of several large energy-related investment projects on a variety of economic indicators such as:

- employment
- real wages
- the Consumer Price Index
- the balance of international payments
- the federal government deficit and the provincial government sector surplus, and
- the financing of investment.

We wish that our simulations pointed to an “easy policy fix” over the next few years. Unfortunately they do not. No matter which way we go, Canada faces some hard choices. The Council has long taken the position that, in the interests of both conservation and development, domestic oil prices must, over the medium term, move up to world price levels (though having due regard for oil price increases in the United States). But as our simulations show, closing that gap will bring further increases in the Consumer Price Index and, for a time at least, less real growth in the economy. And it will affect the fiscal positions of the federal and provincial governments. The extent and timing of these effects will depend upon the particular oil pricing path that is followed. The model can help you to see the “trade-offs” that are involved.

To take another example, our simulations show that if some of the large energy-related investment projects now included in our base case projection were dropped, there would be a near-term improvement in the country's current account balance of international payments. But this improvement would be shortlived since the country would eventually require more oil imports. Moreover, it would involve both an increase in the federal deficit and, strangely enough, relatively greater use of foreign savings.

These examples simply confirm the need to be very precise in setting out the underlying assumptions and the policy changes you would like to see tested, so I repeat the invitation for you to call upon us to assist in your continuing work. Having said that, I would like to call upon Dr. Ross Preston, the Director of our CANDIDE project team, to make a more detailed presentation to you. I would suggest that you ask questions for clarification as we go along, but that the major questions about options and risks be reserved until after Dr. Preston's presentation.

I should note too that the status of the simulations we will present is that of staff studies of the Economic Council. They do not necessarily represent the Council's views. Those will appear in its Seventeenth Annual Review this autumn.

## APPENDIX "AEEA-14"

### Technical Background

### Documentation to the

### Special Committee in Alternative Energy and Oil Substitution

by

### Staff Members

### Economic Council of Canada

30 July 1980

## INTRODUCTION

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution has been directed to examine alternative energy sources and technology with special emphasis on (1) technological and economic feasibility; (2) environment and social desirability; (3) balance of payments considerations; (4) overall economic desirability; and, (5) appropriate options to reduce dependence on oil.

The question of energy pricing policy and the impact of energy investment decisions are two areas which cut across the items listed above. The oil pricing decision in Canada is a special issue. In the 16th Annual Review of the Economic Council of Canada a number of alternative paths for the domestic price of oil were set forth. These alternatives indicated the impact that domestic oil pricing policy might have on inflation, growth, and the fiscal position of both the federal and provincial governments. Since the release of the 16th Annual Review, we have continued to work on the oil pricing problem providing additional evidence on this question including an analysis of the blended pricing proposals.

The oil pricing problem and energy investment are interrelated. Our most recent assessment of the medium term includes an analysis of the timing and magnitude of many large important energy-related projects. This analysis shows that these investment projects will have an important impact on growth and demand in the early part of this decade. They also will have a substantial impact on the balance of payments and the composition of savings and investment during the latter part of the decade.

The results presented in this document has been developed using the Economic Council of Canada's analytical tool, CANDIDE Model 2.0. In this document, you will find a discussion of the current economic outlook for the Canadian economy. This outlook is based on a set of assumptions which are outlined in the next section. Following a presentation of the current medium term outlook for the Canadian economy we provide you with a number of alternatives, each of which results from changing the assumptions set forth in our base case related to energy pricing and energy investment. By comparing the base case with these alternatives we are able to trace the impact of alternative courses of action associated with energy pricing and energy investment.

## THE BASE CASE EXTERNAL ENVIRONMENT, ENERGY, AND DOMESTIC POLICY ASSUMPTIONS

Before dealing with the alternatives we indicate the assumptions that underline our current base case projection. This base case is used for purposes of comparison when alternatives are developed and discussed. These assumptions can be divided into three broad classes: (1) those directly associated with the external environment (U.S. and other OECD); (2) those closely related to domestic energy pricing and energy investment; and, (3) those related to domestic fiscal and monetary policy.

Table 1 includes the major indicators that summarize the anticipated performance of the United States and other OECD countries for the period 1980-1987. Most apparent is the weak performance we anticipate for the OECD and in particular for the United States in 1980. This poor performance continues through 1981. The period 1981-1982 exhibits a weak recovery in real growth both for the United States and other OECD countries. In the United States, we anticipate the unemployment rate will increase to 8 per cent and then follow a path close to 7 per cent as we move to the mid point of the decade. Inflation rates in the United States we anticipate will be close to 14 per cent in 1980 and will then average above 8 per cent for the remainder of the decade. U.S. interest rates are anticipated to follow a downward trend from current levels, averaging close to 8.5 per cent by mid decade.

Table 1  
External Environment Assumptions—April 1980

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
<b>OECD</b>								
Industrial Production (Per Cent Change)	0.9	2.1	5.8	4.7	4.3	4.1	4.2	3.8
<b>United States<sup>1</sup></b>								
Real GNE (Per Cent Change)	-0.1	0.9	3.6	3.1	2.8	2.5	3.0	3.7
Industrial Production (Per Cent Change)	0.5	1.9	5.0	4.8	4.4	3.7	3.6	3.4
CPI (Per Cent Change)	13.8	9.9	8.4	8.3	7.7	8.0	8.1	8.2
Unemployment (Per Cent Level)	7.0	7.8	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0	7.0
Short-Term Interest Rate (Per Cent Level)	15.0	13.2	10.6	9.1	8.6	8.3	8.4	8.4
<b>Overseas Countries<sup>2</sup></b>								
Industrial Production (Per Cent Change)	3.2	4.0	4.7	4.7	4.6	4.7	4.7	4.7
<b>Crude Petroleum</b>								
International Price <sup>2</sup> —\$ CDN (Per Cent Change)	41.3	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0

<sup>1</sup>Latest available projections of Wharton Econometric Forecasting Associates, Philadelphia, Pa., as of April, 1980.

<sup>2</sup>Economic Council of Canada Estimates, April, 1980.

This performance for both the United States and other OECD countries is extremely poor. The recovery period (1981-1982) for the United States is nothing like what was experienced after the U.S. downturn of 1974-1975. Real growth in the United States during 1976 approached 7 per cent. We do not see this occurring during the period 1981-1984. Worse still, the weak sectors in the United States are those which are very important for Canadian exports: automobiles, farm machinery, steel and lumber.

The international price of petroleum in the base case tracks a 9 per cent per year price increase during the period 1981-1987 on top of a substantial adjustment in 1980. This implies that international oil prices will increase from one and a half to two percentage points more per year than Canadian domestic prices after 1983.



In our base case projection we have made the assumption that the domestic price of crude petroleum will be governed by the existing agreements between the federal government, the producing provinces and the producers. We have assumed that the wellhead price of crude oil will advance at the rate of \$2.00 per barrel per year and that the existing revenue splits between the producing provinces, the producers and the federal government will be maintained. We have also assumed maintenance of the federal oil import subsidy program.

Table 2 summarizes the major energy investment projects now underway or anticipated during the period 1980-1990, the effects of which are built into the base case. Table 3 summarizes the domestic policy assumptions underlying the base case projection. Of course, these various assumptions will be modified later when we examine alternative cases.

Table 2

Large-Scale Energy Investment Project Phasing 1980-1990<sup>1</sup>

Project	Phase In	Period Peak	Phase Out
Syncrude Extended	1980	1981-1982	1988
Alsands	1981	1984-1985	1987
Q + M Pipeline	1981	1982	1984
Alaska Highway Gas Pipeline	1981	1983-1984	1987
Cold Lake	1988	1992-1993	1995
East Coast Gas Pipeline	1988	1990	1992

<sup>1</sup>Economic Council of Canada Estimates

Table 3

Domestic Policy Assumptions, April 1980<sup>1</sup>

Oil Pricing	\$2 per barrel per year (.85 natural gas price parity) with existing revenue splits between producing provinces, producers and federal government maintained. Federal oil import subsidy program maintained.
Tax Policy	All presently in place policies unchanged.
Spending Policy	Government restraint at 1 per cent per year real growth on goods and services. All indexed transfers maintained. Established program financing renegotiated in 1981-1982 along existing lines. Equalization payments and tax point agreements maintained.
Monetary Policy	Canadian rates follow U.S. rates downward as decade unfolds. Money supply growth targets in the 7 to 9 per cent range.

<sup>1</sup>Economic Council of Canada Estimates

This is only a broad outline of a very detailed set of assumptions which are incorporated into our base case calculations. However, they do summarize the current outside forces which we anticipate will operate on the Canadian economy during the next half decade.

## SUMMARY OF THE BASE CASE PROJECTION

Our base case projection points to the many problems that we currently face in an unchanged domestic policy environment under the existing oil pricing agreement with a world outlook situation that is lacklustre. In summary, the major areas which might be of interest to you can be seen by close examination of Table 4:

- Real growth in 1980 is extremely weak with an unspectacular recovery period in 1981-1983. There are only 2 years during the whole period where growth is near potential.

- Inflation in 1980 we anticipate to be in the double digit range with high rates continuing through 1981. The long term trend we expect to track in the range of 7 to 8 per cent.
- Unemployment rates remain above 7 per cent until 1982. They then drift close to 6 per cent by mid decade.
- Continued decline in the rate of growth of real wages through 1982 and then only a modest recovery in growth.
- Nominal wage growth in the 10 to 11 per cent range in 1981-1983 with a long run trend close to 10 per cent.
- Decline in the personal saving rate from the current high level of above 10 per cent, in part due to the erosion of personal savings incentives from inflation.
- An increased percentage of output devoted to investment due to many large energy projects assumed to come on stream in the early part of the decade.
- Continued federal deficits and provincial surpluses.

Table 4  
Selected Indicators — Base Case Projection<sup>1</sup>  
(percentage increase)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Gross National Product (\$ 1971)	0.2	2.0	3.0	2.8	3.3	2.8	2.8	3.0
Consumer Price Index	10.2	10.3	9.7	8.5	7.8	6.9	7.3	7.2
Unemployment Rate (level)	7.6	7.4	6.7	6.4	6.1	6.1	6.1	5.8
Labour Force	2.3	2.1	1.9	2.0	2.0	1.8	1.7	1.6
Employment	2.2	2.4	2.6	2.3	2.3	1.8	1.8	1.9
Productivity	-2.0	-0.3	0.4	0.8	1.3	1.4	1.3	1.5
Real Wage Rate	-2.4	-1.7	-0.7	0.7	1.1	1.8	1.0	1.5
Nominal Wage Rate	9.9	11.0	11.8	11.3	11.1	10.3	10.1	10.5
Saving Rate (level)	10.3	9.6	8.8	8.5	8.2	8.1	7.9	7.6
Participation Rate (level)	62.2	62.6	62.9	63.3	63.9	64.3	64.8	65.1
Real Investment (% of GNE)	22.4	22.7	23.2	23.5	23.7	24.7	25.0	25.3
Federal Deficit (% of GNE)	-4.0	-4.3	-3.9	-3.7	-3.1	-2.9	-2.5	-2.3
Provincial Surplus (% of GNE)	0.8	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.2	1.1
Balance of Payments								
Current Account Balance (% of GNE)	-2.1	-1.9	-2.1	-2.3	-2.5	-2.4	-2.6	-2.7
Energy Balance (% of GNE)	1.3	1.5	1.4	1.0	0.8	0.7	-0.0	-0.5
Non-energy Balance (% of GNE)	-3.3	-3.4	-3.5	-3.3	-3.4	-3.1	-2.7	-2.2

CANDIDE Model 2.0, April 1980

- Some improvement in the current account balance as a percentage of GNE due to increased natural gas exports and weak external recovery.
- Poor performance in rate of growth of output per manhour primarily due to the cyclical adjustment currently underway in the economies of our trading partners.

## THE DOMESTIC OIL PRICE ISSUE

The Sixteenth Annual Review of the Economic Council of Canada traced the impact of rising domestic oil prices on the consumer price index, real growth, real income, the federal deficit and provincial surpluses. No new agreement has been reached between the federal government and the producing provinces to date. Thus, the assumptions in our base case projection reflect existing agreements with respect to oil pricing and the disposition of oil rents.



The oil pricing decision will have a major bearing on the medium term outlook. We present three alternative oil pricing projections and compare them to our base case for the period 1980-1990; (1) takes the existing legislation with the existing revenue splits but assumes that the Toronto City Gate Price moves at a rate of \$4 per barrel per year instead of \$2 per barrel per year; (2) provides for a path for domestic oil prices based on a blending formula, including the assumption of a low rate of increase for the price of natural gas; and (3) uses the same blended price formula as in (2), but it provides for a high rate of increase for the price of natural gas. In the blended price projections, we also assume that funding of the oil import subsidy program from general revenues will be phased out in the 1983-1984 period.

What is the impact of moving from \$2 oil existing revenue split arrangements to \$4 oil existing revenue split arrangements? In the period 1980-1985 there is approximately 1 full percentage point difference in the rate of inflation as measured by the CPI between our \$2 oil projection and our \$4 oil projection (Table 6). This confirms the results published in the Sixteenth Annual Review of the Economic Council of Canada: *that for every dollar per barrel increase in the domestic price of oil, the CPI will increase by approximately one-half of one percentage point.*

Moving to \$4 oil also brings an average of 2 to 3 tenths of a percentage point per year reduction in real growth (GNE, Table 5). This comes about from the reduction in the rate of growth of real income due to increased consumer prices (Table 6).

Consumers might bargain to protect themselves against this real income loss or the federal government might compensate consumers for their real income loss as was proposed in the December 1979 budget put before the House of Commons. If the former occurs the decline in the rate of growth of real income would be less, but inflation rates would be higher as a result of upward pressure from increased unit labour costs. With government compensation there would be a smaller decline in real disposable income in the short run, but it would come at the expense of a higher federal deficit assuming the existing royalty arrangements.

The differential impacts of the \$2 and \$4 dollar cases on the federal deficit and provincial surplus are straightforward (Table 7). For the federal deficit, higher domestic prices mean less subsidies, therefore, the federal deficit declines. This, in fact, is the opposite of what higher world oil prices mean with unchanged domestic prices. However, under the existing arrangements for royalty splits higher domestic prices would mean larger provincial surpluses.

Let us now consider the two blended price projections. The path for the blended price as seen in Table 6 is similar to the path for the \$4 per barrel per year projection. However, a significant portion of the rents earned as a result of reducing the gap between world price and domestic price are used to balance the blending fund and make a significant contribution to reducing the federal government's contribution from general revenues to that fund. In both blended price projections we have assumed the wellhead price increases at a rate of \$2 per barrel per year.

In the blended price projections, the various domestic production volumes and import volumes are weighted by their relevant prices to arrive at a "made in Canada price". A large portion of domestic revenues in excess of the wellhead price become receipts of the blending fund and are used to offset the import subsidy. We assume the fund will be in balance by 1984 at which time the federal government will no longer be required to make a contribution from general revenues to support the import subsidy program.

In the projection which assumes a faster rate of growth for the price of natural gas we have tied the price of natural gas to the blended price. This assumption would provide a price incentive to producers for further exploration and development of this alternative to petroleum. In the low natural gas price projection, the natural gas price is tied to the wellhead price (which is different from the blended price) plus transportation costs to central Canada. In this case, an incentive is provided to energy consumers to substitute a lower priced and more plentiful fuel, natural gas, for petroleum.



The impact on the CPI is slightly less under the blended price path. However, if one examines the path for the Toronto City Gate Price (which is consistent across both scenarios) we find that the blended price is slightly less. The path for the blended price depends, in part, on how quickly the federal government wants to phase out contributions from general revenues to the blending fund. If these contributions were phased out quicker, the blended price might exceed the \$4 per barrel path. Thus, one cannot interpret the impact on the CPI of the blended price projection as more favourable than in the \$4 per barrel projection.

We could design a blended price scenario which phased out the contribution of the federal government from general revenues to the blending fund very quickly. This would have a more substantial impact on the Toronto City Gate price (which is the point where the blended price is assumed to impact the consumer) and thus on the CPI.

The loss in real growth and the loss in real income under the blended price projection (Table 5) are very similar to the \$4 per barrel projection. This is so because the same mechanism is in play. We have assumed that consumers will not protect themselves by resisting the fall in real wages and that the federal government will not compensate consumers for their loss of real wages resulting from higher oil prices.

Under the blended pricing program, however, the federal deficit declines substantially, leaving the federal government some room to manoeuvre and possibly some room to compensate consumers for their loss (Table 7). By 1985, the federal deficit is approximately \$4 billion less under the assumption of blended prices. Note however that the provincial government surplus has declined but not by as much as the federal deficit has declined. This is so because the decline in the federal deficit comes for two reasons. First, the higher domestic price puts less pressure on the blending fund, and second, the blending fund receives receipts from the blended price scheme at the expense of the provinces and producers.

The blended price scheme leaves the federal government some room to compensate the consumer for the loss of real income that might result from higher domestic prices. Their deficit position is much improved. The surplus position of the provinces under the high natural gas price projection remains unchanged when compared to the existing legislation projection, the \$2 oil case. By 1986-1987, the provincial surplus is running in the neighbourhood of 6.4 billion dollars on average in both cases.

There is no doubt that a blended price scheme will have, in fact, the same basic impact on real growth, real income and consumer prices if one normalizes the blended price projection and the non-blended price projection to give the same Toronto City Gate Price. This, of course, is directly related to how quickly the federal government wishes to phase out its contribution to the oil import subsidy program. What the blended price scheme does provide is more room for the federal government to manoeuvre in handling problems which might evolve as a result of income losses from higher domestic prices.

Except for the impact on the federal deficit and provincial surplus, these new results are very similar to those reported in the Sixteenth Annual Review of the Economic Council of Canada. Under a blended pricing scheme the deficit of the federal government improves substantially while the surplus position of the provincial governments either deteriorates or does not improve at all. It is easy to see what is happening. A portion of the rents which would result from higher domestic oil prices are used to finance the blending fund. The federal oil import subsidy program rides from the accounts as does its claim on federal revenues and as a result, the federal deficit improves.

## THE IMPACT OF THE CANADIAN ECONOMY OF WITHDRAWING SEVERAL LARGE ENERGY INVESTMENT PROJECTS

In the base case solution several major energy-related projects are assumed to take place during the period 1980-1990. These projects were briefly reported in Table 2. They include the Alsands oil sand recovery project, the extended Syncrude oil sands project, the Cold Lake in-situ oil sands recovery project, the Alaska Highway Gas Pipeline project, the Q portion of the Q and M gas pipeline to eastern Canada and an East Coast Gas Pipeline. In addition, utility investment is assumed to track a 2.0 per cent per year growth path during the period 1982-1990.

In an alternative simulation (no large project investment), it is assumed that the Alsands and Cold Lake projects are cancelled, and that only a minimum level of investment activity in the present Syncrude establishment materializes during this period with no additional expansion. The Q & M pipeline project, Alaska Highway Gas Pipeline project and the East Coast Gas Pipeline are similarly withdrawn. Furthermore utility investment is assumed to grow at a rate of -1.5 per cent per year during the 1981-1990 period.

Because of the withdrawal of the oil sands projects, domestic crude petroleum production is reduced over the 1985-1990 period, requiring increased crude oil imports to fill the gap. In 1990, crude petroleum imports are 110 million barrels higher in this alternative solution than in the base case. The lack of a gas distributional link to Quebec discouraged substitution to natural gas, thereby further increasing import dependence.

In the base case, energy investment was one area that contributed to growth in the economy, particularly during the period 1981-1983. In this alternative, crude petroleum and natural gas mining investment which includes oil sands activity has been cumulatively reduced over the 1980-1990 period by \$6.4 billion (\$1971) (Table 9). Transportation investment, which includes pipelines, has been cumulatively reduced over the period by \$5.0 billion (\$1971), while utility investment has been reduced by \$5.2 billion (\$1971). As a result, real GNE has been cumulatively reduced by \$17.8 billion over the period with the peak impact occurring in 1984 where it is reduced by \$2.2 billion (\$1971) or 1.54 per cent. The GNE growth rate in 1981 and 1982 is reduced by nine-tenths and four-tenths of a percentage point, respectively (Table 5). Since a large proportion of the reduction in investment activity is centred in construction investment, the reduction in imports and thus the impact on the trade balance (Table 8) is not as large as one might expect (the import content of machinery and equipment investment is much higher than that of construction investment).

However, the impact of the reduction in construction investment activity on employment is large. During the period, 667 thousand jobs are *cumulatively* lost. At point of peak impact the unemployment rate is seven-tenths of a point higher during 1983-1984. As a result of the reduction in real incomes (in 1984 real disposable income is \$667 million (\$1971) lower), real consumption is reduced thereby exerting a further reduction in real GNE. By 1990 the total wagebill in the economy has been reduced by \$8.5 billion.

Because of the reduced activity base in the economy, and therefore reduced taxation receipts, the federal deficit has been considerably increased. This problem is further exacerbated by an increase in oil import subsidy payments in the latter part of the period due to increased crude oil imports. The reduction in the tax base similarly reduced provincial revenues, though the impact is proportionately not as strong as the impact on federal revenues.

In the early part of the period, the current account balance improves due to the reduction in imports. However, this improvement is shortlived as the increased oil import bill over the 1985-1990 period increases our current account deficit. By 1990, the deficit reaches 20.7 billion versus 16.9 billion in the control (see Table 8). The nonfossil fuel balance has improved because of reduced import activity in the noncrude petroleum area. The fossil-fuel balance, which is just the energy balance on crude petroleum and natural gas and electricity, has deteriorated by \$7.0 billion in 1990.

In the base case projection, the fossil-fuel balance makes a positive contribution to our balance-of-payments position in the first half of the decade. However, during the latter part of the decade, the fossil-fuel balance joins the service balance as a major factor in the Canadian external deficit position. In the "no large project" investment alternative, because of increased dependence due to reduced supply plus reduced opportunity for substitution to other fuels, the deterioration in this balance contributes to a worsening of the current account balance. We conclude that increased domestic supply and substitution to alternative domestically available fuels would both bring considerable improvement in Canada's balance of payments in the long run.

It is interesting to analyse the composition of investment in this solution as compared to the base case (Table 10). Primary energy investment which includes the three categories referred to previously in this discussion was 22.2 per cent of total capital formation in 1979. By 1990 in the base case, its proportion has increased to 31.3 per cent while in the "no large projects" alternative it has been reduced to 28.1 per cent of total capital formation.



How is this investment financed? In the base case, the personal sector supplied 16.8 per cent of the savings, the government sector 7.3 per cent, the business sector 67.4 per cent and the foreign sector 8.4 per cent (in 1990). In this alternative, the reduced revenue base for governments has a considerable impact on government dissaving, while the contribution of the foreign sector to savings has increased due to increased oil imports at the end of the period. Business saving's proportion has increased somewhat, but the largest proportional changes in savings come from the foreign and government sectors.

GENERAL ECONOMIC INDICATORS<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
	(% Change)										
<i>Growth in Real GNE</i>											
Base Case Projection	0.2	2.0	3.0	2.8	3.3	2.8	2.8	3.0	2.8	2.5	2.6
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	0.0	1.6	2.8	2.5	3.1	2.4	2.6	2.9	2.7	2.4	2.6
Blended Price, Low Gas Price	0.3	1.7	2.8	2.5	3.0	2.4	2.7	2.9	2.7	2.3	2.6
Blended Price, High Gas Price	0.3	1.7	2.8	2.5	2.9	2.4	2.7	2.9	2.7	2.3	2.6
No Large Project Investment	0.1	1.1	2.6	2.7	3.2	2.9	3.0	3.1	3.0	2.8	2.6
	(Percent)										
<i>Unemployment Rate</i>											
Base Case Projection	7.6	7.4	6.7	6.4	6.1	6.1	6.1	5.8	5.4	5.2	4.8
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	7.5	7.3	6.6	6.4	6.2	6.3	6.4	6.2	5.8	5.7	5.2
Blended Price, Low Gas Price	7.5	7.3	6.6	6.5	6.3	6.4	6.4	6.1	5.8	5.6	5.1
Blended Price, High Gas Price	7.5	7.3	6.6	6.4	6.2	6.3	6.4	6.1	5.7	5.5	5.1
No Large Project Investment	7.7	7.8	7.3	7.1	6.8	6.7	6.5	6.1	5.6	5.3	4.9
	(Percent)										
<i>Ratio of Investment to GNE</i>											
Base Case Projection	15.5	16.0	16.7	17.1	17.8	18.2	18.6	19.0	19.3	19.7	20.0
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	15.5	16.0	16.6	17.1	17.7	18.0	18.4	18.8	19.2	19.6	20.0
Blended Price, Low Gas Price	15.5	16.0	16.6	17.0	17.6	17.9	18.3	18.7	19.1	19.5	19.9
Blended Price, High Gas Price	15.5	16.0	16.6	17.0	17.6	17.8	18.2	18.6	19.0	19.4	19.8
No Large Project Investment	15.4	15.2	15.5	15.9	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.3
	(% Change)										
<i>Growth in Real Disposable Income</i>											
Base Case Projection	1.9	0.7	0.9	1.6	2.2	2.5	2.0	2.5	2.5	2.5	2.5
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	1.2	-0.0	0.6	1.2	1.8	2.0	1.8	2.1	2.2	2.1	2.3
Blended Price, Low Gas Price	1.6	0.2	0.7	1.1	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.0	2.3
Blended Price, High Gas Price	1.6	0.1	0.7	1.1	1.6	1.9	1.9	2.0	2.0	1.9	2.2
No Large Project Investment	1.8	0.3	0.8	1.6	2.1	2.4	2.1	2.5	2.6	2.7	2.5



PRICE INDICATORS<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(\$ CDN per BRL)											
<i>International Price of Crude Petroleum</i>											
Base Case Projection	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Petroleum Price Increase of \$4/ BRL/ YR	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Blended Price, Low Gas Price	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Blended Price, High Gas Price	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
No Large Project Investment	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
(\$ per BRL)											
<i>Domestic Price of Crude Petroleum</i>											
Base Case Projection	16.20	18.20	20.20	22.20	24.20	26.20	28.20	30.20	32.20	34.20	36.20
Petroleum Price Increase of \$4/ BRL/ YR	18.20	22.20	26.20	30.20	34.20	38.20	42.20	46.20	50.20	54.20	58.20
Blended Price, Low Gas Price	18.56	21.16	24.66	28.77	32.88	36.85	40.57	45.16	50.13	55.07	60.25
Blended Price, High Gas Price	18.56	21.16	24.66	28.77	32.88	36.85	40.57	45.16	50.13	55.07	60.25
No Large Project Investment	16.20	18.20	20.20	22.20	24.20	26.20	28.20	30.20	32.20	34.20	36.20
(\$ per BRL)											
<i>Wellhead Price of Crude Petroleum</i>											
Base Case Projection	15.20	17.15	19.11	21.06	23.01	24.95	26.89	28.83	30.77	32.70	34.63
Petroleum Price Increase of \$4/ BRL/ YR	17.20	21.15	25.11	29.06	33.01	36.95	40.89	44.83	48.77	52.70	56.63
Blended Price, Low Gas Price	15.20	17.20	19.20	21.20	23.20	25.20	27.20	29.20	31.20	33.20	35.20
Blended Price, High Gas Price	15.20	17.20	19.20	21.20	23.20	25.20	27.20	29.20	31.20	33.20	35.20
No Large Project Investment	15.20	17.15	19.11	21.06	23.01	24.95	26.89	28.83	30.77	32.70	34.63
(\$ per TCF)											
<i>Domestic Price of Natural Gas</i>											
Base Case Projection	2.37	2.67	2.96	3.25	3.55	3.84	4.13	4.43	4.72	5.01	5.31
Petroleum Price Increase of \$4/ BRL/ YR	2.67	3.25	3.84	4.43	5.01	5.60	6.18	6.77	7.36	7.94	8.53
Blended Price, Low Gas Price	2.37	2.68	2.97	3.27	3.57	3.88	4.18	4.48	4.78	5.09	5.39
Blended Price, High Gas Price	2.72	3.10	3.61	4.22	4.82	5.40	5.95	6.62	7.35	8.07	8.83
No Large Project Investment	2.37	2.67	2.96	3.25	3.55	3.84	4.13	4.43	4.72	5.01	5.31
(% Change)											
<i>Growth in Consumer Price Index</i>											
Base Case Projection	10.2	10.3	9.7	8.5	7.8	6.9	7.3	7.2	6.8	6.9	7.3
Petroleum Price Increase of \$4/ BRL/ YR	11.1	11.5	10.8	9.6	8.7	7.8	7.8	7.6	7.1	7.1	7.2
Blended Price, Low Gas Price	10.5	11.0	10.3	9.2	8.5	7.5	7.4	7.4	7.1	7.2	7.3
Blended Price, High Gas Price	10.6	11.1	10.4	9.3	8.6	7.6	7.5	7.5	7.2	7.3	7.4
No Large Project Investment	10.2	10.3	9.6	8.3	7.6	6.7	7.2	7.1	6.6	6.9	7.3

<sup>1</sup>CANDIDE Model 2.0, April 1980

TABLE 7  
GOVERNMENT BALANCE INDICATORS<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(Billions of Current Dollars)											
<i>All Governments Balance</i>											
Base Case Projection	-6.1	-6.0	-4.9	-4.9	-2.4	-1.6	-0.6	0.2	1.5	3.1	6.6
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	-5.4	-4.6	-3.2	-2.8	0.4	1.8	2.8	4.2	6.3	8.8	12.6
Blended Price, Low Gas Price	-6.2	-5.3	-4.1	-3.6	-0.3	1.1	1.6	3.3	5.7	8.7	12.5
Blended Price, High Gas Price	-6.0	-5.1	-3.8	-3.2	0.2	1.7	2.3	4.1	6.7	9.7	13.8
No Large Project Investment	-6.2	-7.2	-7.0	-7.4	-5.3	-5.2	-3.9	-3.8	-4.1	-4.3	-3.4
(Billions of Current Dollars)											
<i>Federal Deficit</i>											
Base Case Projection	-11.6	-13.6	-13.8	-14.7	-13.6	-14.1	-13.6	-13.5	-13.0	-12.8	-9.8
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	-11.4	-13.0	-13.4	-14.0	-12.6	-12.5	-12.2	-11.6	-10.4	-9.1	-6.1
Blended Price, Low Gas Price	-11.7	-12.6	-12.6	-12.7	-10.5	-9.8	-9.4	-8.2	-6.2	-3.9	-0.1
Blended Price, High Gas Price	-11.7	-12.8	-12.7	-13.0	-10.9	-10.4	-10.3	-9.4	-7.7	-5.8	-2.5
No Large Project Investment	-11.6	-14.5	-15.4	-16.7	-16.0	-17.1	-16.3	-16.9	-17.7	-19.0	-18.0
(Billions of Current Dollars)											
<i>Provincial Surplus</i>											
Base Case Projection	2.3	3.7	4.4	4.6	5.5	6.2	6.3	6.5	6.6	7.2	7.3
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	2.9	4.5	5.8	6.2	7.3	8.2	8.6	9.0	9.3	9.9	10.3
Blended Price, Low Gas Price	2.4	3.5	4.1	4.0	4.5	4.8	4.7	4.6	4.4	4.5	4.3
Blended Price, High Gas Price	2.6	3.8	4.5	4.7	5.4	6.0	6.2	6.6	6.9	7.4	7.9
No Large Project Investment	2.3	3.4	3.9	4.1	4.9	5.6	5.8	6.0	5.8	6.2	5.6

<sup>1</sup>CANDIDE Model 2.0, April 1980

TABLE 8  
TRADE BALANCE INDICATORS<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(Billions of Current Dollars)											
<i>Current Account Balance</i>											
Base Case Projection	-6.0	-6.2	-7.5	-9.2	-11.3	-11.7	-14.1	-16.0	-15.8	-15.7	-16.9
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	-5.8	-5.6	-6.7	-8.3	-10.2	-10.3	-12.6	-14.5	-14.5	-14.3	-15.7
Blended Price, Low Gas Price	-6.1	-6.0	-7.2	-8.8	-10.5	-10.6	-13.1	-14.9	-14.6	-14.1	-15.4
Blended Price, High Gas Price	-6.1	-5.9	-7.1	-8.6	-10.2	-10.1	-12.5	-14.1	-13.6	-12.9	-13.8
No Large Project Investment	-5.8	-4.9	-5.8	-7.4	-9.1	-10.7	-12.7	-15.3	-17.1	-18.7	-20.7
(Billions of Current Dollars)											
<i>Fossil Fuel Trade Balance</i>											
Base Case Projection	3.7	4.7	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-3.0	-4.2	-5.4	-8.7
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	3.7	4.6	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-2.9	-4.2	-5.3	-8.5
Blended Price, Low Gas Price	3.7	4.6	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-3.0	-4.2	-5.3	-8.5
Blended Price, High Gas Price	3.7	4.6	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-3.0	-4.2	-5.3	-8.5
No Large Project Investment	3.7	4.6	5.1	4.0	3.7	2.4	-0.8	-4.4	-7.6	-10.6	-15.7
(Billions of Current Dollars)											
<i>Non-Fossil Fuel Trade Balance</i>											
Base Case Projection	-9.7	-10.9	-12.7	-13.2	-15.0	-15.2	-13.9	-13.0	-11.6	-10.3	-8.2
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	-9.5	-10.2	-11.9	-12.3	-13.9	-13.8	-12.4	-11.6	-10.3	-9.0	-7.2
Blended Price, Low Gas Price	-9.8	-10.6	-12.4	-12.8	-14.2	-14.1	-12.9	-11.9	-10.4	-8.8	-6.9
Blended Price, High Gas Price	-9.8	-10.5	-12.3	-12.6	-13.9	-13.6	-12.3	-11.1	-9.4	-7.6	-5.3
No Large Project Investment	-9.5	-9.5	-10.9	-11.4	-12.8	-13.1	-11.9	-10.9	-9.5	-8.1	-5.0

<sup>1</sup>CANDIDE Model 2.0, April 1980



TABLE 9  
CUMULATIVE INVESTMENT INDICATORS<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(Billions of \$1971)											
<i>Total Non-Residential Investment</i>											
Base Case Projection	20.3	41.6	64.4	88.5	114.4	141.6	170.1	200.0	231.3	264.1	298.2
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	20.3	41.5	64.2	88.1	113.7	140.6	168.6	198.0	228.9	261.4	295.3
Blended Price, Low Gas Price	20.3	41.6	64.3	88.2	113.8	140.6	168.6	198.0	228.9	261.3	295.2
Blended Price, High Gas Price	20.3	41.6	64.3	88.2	113.8	140.5	168.4	197.7	228.5	260.8	294.5
No Large Project Investment	20.2	40.3	61.3	83.4	107.1	132.2	158.8	186.8	216.3	247.3	279.5
(Billions of \$1971)											
<i>Crude Petroleum and Natural Gas Mining Investment</i>											
Base Case Projection	2.2	5.3	9.3	13.7	18.6	24.0	29.4	35.2	41.4	47.9	54.8
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	2.2	5.3	9.4	14.0	19.1	24.7	30.3	36.2	42.6	49.3	56.5
Blended Price, Low Gas Price	2.2	5.3	9.3	13.7	18.5	23.8	29.2	34.9	41.1	47.6	54.5
Blended Price, High Gas Price	2.2	5.3	9.3	13.7	18.6	23.9	29.3	35.0	41.2	47.7	54.6
No Large Project Investment	2.2	4.7	8.1	11.9	16.0	20.5	25.3	30.5	36.0	41.9	48.2
(Billions of \$1971)											
<i>Transportation Investment</i>											
Base Case Projection	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.8	17.7	20.6	23.4	26.3	29.5
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.7	17.5	20.3	23.0	25.9	29.1
Blended Price, Low Gas Price	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.7	17.5	20.3	23.0	25.8	29.0
Blended Price, High Gas Price	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.7	17.5	20.3	23.0	25.8	29.0
No Large Project Investment	1.6	3.3	5.2	7.2	9.3	11.5	13.8	16.3	18.9	21.6	24.5
(Billions of \$1971)											
<i>Utilities Investment</i>											
Base Case Projection	3.3	6.6	10.0	13.4	16.9	20.4	24.0	27.7	31.5	35.3	39.2
Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR	3.3	6.6	9.9	13.2	16.6	20.1	23.6	27.2	30.9	34.7	38.6
Blended Price, Low Gas Price	3.3	6.6	10.0	13.4	16.8	20.3	23.8	27.4	31.1	34.9	38.8
Blended Price, High Gas Price	3.3	6.6	9.9	13.3	16.7	20.2	23.7	27.3	31.0	34.8	38.7
No Large Project Investment	3.3	6.6	9.8	13.0	16.1	19.2	22.2	25.2	28.2	31.1	34.0

<sup>1</sup> CANDIDE Model 2.0, April 1980

TABLE 10  
TOTAL SAVINGS AND INVESTMENT<sup>1</sup>

	1979	1990				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Gross Domestic Capital Formation Priv and Pub (Billion \$)	63.5	215.6	220.2	214.6	213.9	206.9
COMPOSITION OF INVESTMENT (Percent)						
Government Sector	12.6	9.5	9.5	9.5	9.6	9.9
Business Sector	80.5	87.9	88.0	88.0	88.0	87.4
Primary Energy	22.2	31.3	32.5	31.6	31.8	28.1
Other	58.3	56.6	55.5	56.4	56.2	59.3
Inventory Change	7.2	2.6	2.6	2.6	2.5	2.7
COMPOSITION OF SAVINGS (Percent)						
Personal Sector	28.4	16.8	16.3	16.4	16.4	17.5
Government Sector	2.8	7.3	9.8	9.9	10.6	2.8
Federal	-13.6	-3.9	-2.2	0.6	-0.5	-8.0
Provincial	3.5	5.0	6.3	3.6	5.3	4.3
Municipal	2.9	2.3	2.2	2.2	2.2	2.3
Hospital	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Canada Pension	3.0	2.6	2.4	2.4	2.4	2.8
Quebec Pension	1.1	1.1	1.0	0.9	1.0	1.1
Business Sector	65.5	67.4	66.1	65.8	65.9	69.1
Foreign Sector	8.7	8.4	7.8	7.8	7.1	10.6
Residual	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0

(1) Base Case Projection

(2) Petroleum Price Increase of \$4/BRL/YR

(3) Blended Price, Low Gas Price

(4) Blended Price, High Gas Price

(5) No Large Project Investment

<sup>1</sup>CANDIDE Model 2.0, April 1980

APPENDIX "AEEA - 15"

IMPERIAL OIL LIMITED

PRESENTATION

TO

SPECIAL COMMITTEE

ON

ALTERNATIVE ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

JULY 30, 1980

W.A. BAIN  
I.K.A. CAMPBELL  
D.J. CAMERON



Imperial Oil Limited is pleased to have the opportunity to appear before this special committee on alternative energy and oil substitution. You will want to examine the various alternate energies in context of Canada's total energy outlook. There are two areas where we may be of assistance: the extent to which we expect oil substitution to take place in the future, secondly, solar energy and its role in the energy picture.

Imperial's preliminary outlook for total Canadian energy through the year 2000 is shown in Attachment 1. Demand over the 20 year period is expected to average 1.8 percent per year, well down from previous projections. The major reasons for this are lower economic growth and the impact of higher prices on energy conservation.

#### Energy Outlook by Sector - Attachment 1

##### Residential

As shown on Attachment 1, total energy requirements for the residential sector are forecast to decrease slightly over the period primarily due to the energy efficient nature of new housing units and the implementation of steps to improve the efficiency of today's housing stock. The most significant factor in this projection is that oil use is expected to decline rapidly because of conservation and significant conversions of existing oil heated homes to natural gas and electricity. By 2000, oil will likely meet only 10 percent of this sector's energy needs. Solar energy is expected to make only a modest contribution. Natural gas will grow moderately and electricity is seen as the growth fuel.

## Commercial

The commercial sector covers buildings such as educational facilities, hospitals and stores. Energy use grows as a result of higher economic activity. The growth rate is moderated by improved efficiency of new units which utilize free heat from people, lights and machinery. The energy source used by these new, efficient commercial complexes will be electricity to manage the heat load within the building.

Again, similar to the residential sector, oil will probably play a decreasing role in satisfying energy requirements, declining to less than 5 percent by 2000 as natural gas displaces oil in existing structures and electricity plays the dominant role in new building complexes.

## Transportation

The transportation sector accounts for 20 percent of all energy requirements and it is totally oil related - motor gasoline, diesel fuel, turbo fuel and heavy fuel oil. Today's total requirement of 1941 trillion BTU is equivalent to 915 thousand barrels per day (kb/d) of which gasoline accounts for two-thirds. Three key variables that influence consumption in this sector and specific to passenger cars are:

- miles per gallon,
- average miles driven per licenced driver, and,
- number of licenced drivers

This forecast assumes the use of some propane to a level of about 5 percent of motor gasoline. Within the total transportation sector, motor gasoline usage declines by approximately 25 percent over the two decades. This is offset by strong growth in diesel and turbo fuel.

## Industrial

Industrial energy use grows with the economy less some savings from conservation. Oil use in this sector is predominantly heavy fuel oil and diesel. Diesel use grows with the economy whereas heavy fuel oil use declines through substitution by natural gas. Another major oil use is for petrochemical feedstocks which grow by 4 1/2 percent per year over the period.

## Energy Supply Outlook

Imperial's energy supply projections are not yet complete. However, from all indications there will be continued surpluses of natural gas, coal and electricity. We expect that the oil supply outlook, which the National Energy Board will be examining in some detail this fall, will show the prospects of oil self sufficiency by the early 1990's. In this event, your committee will want to carefully weigh all energy options and substitutions during the interim, to ensure that Canada has an efficient and economic energy supply system.

In summary, the energy demand outlook suggests two important points:

- (1) the dominant fuel choice of the future is natural gas or electricity, and
- (2) oil is being displaced from markets which are often considered the candidates for alternate energy forms.



SOLAR PROGRAMINTRODUCTION

In 1977, Imperial decided that solar energy is of long term commercial importance, that space and water heating had the highest potential for successful commercialization in the medium term, and that it was appropriate to begin work immediately, because of the possibly long lead times for technology development. A research program was started in January 1978.

As the payout period is likely to be long for dollars spent today, we decided to maintain only a modest program yet one large enough to obtain meaningful results.

Since we could not identify which technologies would be the future winners, we decided to avoid specialization in narrow areas of technology.

The research program is being conducted at our research laboratories in Sarnia, Ontario. The two principal activities are the continued development of solar collector technology -- both for air and liquid collectors -- and thermal storage -- with emphasis on long term storage technology.

A commercial scale test facility on hot water systems was installed on the Finch Ave. marketing terminal in Toronto where solar energy is used to supplement oil for the truck wash facilities.

We also signed a contract in 1979 with the University of Calgary whereby they would design and subsequently monitor the performance of a small solar research facility to be constructed on the roof of the new Esso Resources office building in Calgary.

In 1978, the first year of our program, we spent about \$350,000 and finished the year with a staff of 4 committed to the program. Other company personnel are used from time to time on a full or part time basis; these have not been included.

In 1979, the program more than doubled to about \$800,000 and in 1980 we expect to have more than a 50% increase to \$1.4 million. Today we have a full time staff of 12. This program is, we believe, one of the largest privately funded solar programs in Canada.

The challenge of how to use solar energy has been addressed by many people and, generally, with similar answers. In the early days of solar energy application, the principal area of concern was the "active" solar system -- in other words a system that went out and mechanically attempted to harvest the sunshine. These active systems divided into "low technology" systems which produced heat alone and "high technology" systems which produced electricity. At the same time, a school of thought was developing in the architectural community which suggested that the entire living space become the solar collector and that every effort be made to passively trap within this solar collector the radiant energy that was available to it.

Analysis of the possible applications for "active" solar systems generally concluded that domestic hot water heating provided the best opportunity, simply because of the large potential market and the year round use of the equipment.

Let me describe for you, briefly, a typical solar domestic hot water system.

DOMESTIC HOT WATER SYSTEMS (ATTACHMENT 2)

As shown on attachment 2, an "active" solar system for domestic hot water consists of collectors, usually mounted on the roof, a storage tank in the basement, some interconnecting piping, a pump and an expansion tank. The heat storage tank in the basement requires an internal heat exchanger, and thus is not a standard off-the-shelf water tank.

There are many pieces in this system, and it has proven to be very labour-intensive to install. In addition, the device requires fairly complex controls. It is very easy to lose the heat that has been collected in the solar system; thus, a high level of insulation is required on the interconnecting piping loop, as well as the storage tank in the basement. This makes these items expensive.



DOMESTIC HOT WATER SYSTEMS (Attachment 3)

In simple terms, the economics of domestic hot water systems can be looked at as shown on attachment 3. The solar collectors comprise about 29% of the total system cost, the solar loop piping and installation about 43% of the cost, and the heat storage tank in the basement about 28% of the cost. If we extend these out to a consumer system which may cost approximately \$3 000, you can see that a significant portion of the cost is not of a strictly solar nature. The operating costs of this system look to be about \$50 a year, split between \$40 worth of annual maintenance and perhaps \$10 worth of electricity consumed by the pump and controller. The obvious question is the level of perceived benefits of this system to the consumer.

A solar system like this will collect about 10 million BTU's per year. If you bought the energy instead from the electrical utility at 3¢/KWh, it would cost about \$90 or at \$3/thousand cubic feet of gas @65% efficiency in a water heater, about \$50. So the net benefit after you subtract the annual operating costs is about \$40/year versus electricity, or none versus natural gas. Obviously, these economics are not very good, and the worst part of it is that they don't take into account any consideration for the cost of the money that is invested in the solar system

SPACE HEATING

Turning now to space heating, this is perhaps closest to the heart of the solar energy business. With a well insulated home, the space heating requirements are concentrated in the months of November, December, January, and February. Unfortunately, these are the months with the poorest solar heating conditions.

There is, however, more than sufficient solar energy falling on a house, in the summer months, to heat the house in the winter. The problem is one of transferring the heat, economically, from the summer to the winter. To effect this transfer requires an annual storage system.

Most solar space heating demonstrations have used a small energy storage unit, with sufficient capacity to carry the heating load for one or two sunless days. This short term energy storage has proved itself to be an effective technique although the economics of the resulting system are still below expectations.

We are continuing to work in our research laboratories to identify suitable materials and methods to create efficient annual and short term energy storage.

As another part of the research and development program followed by Imperial Oil, we have been looking at the development of a high-performance air collector. Air collectors are more forgiving than liquid systems in that they do not require freeze protection. However, they have their own set of problems and these we are addressing.

### EXPECTATIONS

I think we should address some of the expectations that people had for solar systems in the beginning. The obvious one was that mass production would significantly lower the price of hardware; we all expected that gas and electricity would closely track oil pricing; and we all had high expectations for the solar energy harvest. (the amount of useful energy collected, compared to the solar energy falling on the collector panels)

With today's system, most of the hardware costs occur in non solar components, most of which are already mass produced and therefore cannot be significantly reduced in cost by the solar system manufacturers. The large site labour component can be reduced with good system design, but only to a small extent.

Many of the early solar systems were sold at a discount, directly from the manufacturers to the consumer. There were no merchandising or service costs included, or profit - certainly not any realistic warranty costs. The effect of conservation on the demand for electricity and the surplus of natural gas has kept energy prices low. The solar energy harvest has generally been below expectations, largely, we believe, because the adverse effect of our cold climate was greater than expected.

#### SUMMARY

In summary, our analysis of the Canadian solar energy industry suggests that it is developing but far from mature. The ability exists within the industry to design, build and install working systems. Unfortunately, today's products, with the exception of swimming pool heaters, are not cost effective. From the evidence we have, it appears that the cost of solar systems is not declining. At this time, we feel some significant, new technology needs to be brought to the market place.

We are continuing with research and development programs, with the expectation that research will lead to the breakthrough necessary to make active solar systems economic in Canada.

Photographs attached



ATTACHMENT 1TOTAL CANADIAN ENERGY DEMANDTRILLION BTU'S

	<u>1980</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>
--	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

RESIDENTIAL

Oil	429	299	212	163	127
Gas	456	503	534	544	560
Electricity	369	449	491	520	546
TOTAL	1254	1251	1237	1227	1233

COMMERCIAL

Oil	132	93	60	49	40
Gas	299	300	292	266	233
Electricity	247	356	491	634	785
TOTAL	676	747	842	948	1057

TRANSPORTATION

Oil	1941	1975	1975	2002	1987
-----	------	------	------	------	------

INDUSTRIAL

Energy & Non Energy					
Oil	992	1050	1058	1190	1353
Gas	726	969	1256	1449	1585
Coal	258	291	324	369	427
Electricity	433	481	541	592	633
SUB TOTAL	2409	2791	3179	3600	3998
OWN GENERATION	(19)	(27)	(31)	(36)	(39)

<u>TOTAL INDUSTRIAL</u>	<u>2390</u>	<u>2764</u>	<u>3148</u>	<u>3564</u>	<u>3959</u>
-------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

<u>TOTAL SECONDARY ENERGY</u>	<u>6261</u>	<u>6737</u>	<u>7202</u>	<u>7741</u>	<u>8236</u>
-------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

<u>OTHER ENERGY USE/LOSS</u>	<u>3112</u>	<u>3736</u>	<u>4358</u>	<u>4635</u>	<u>5095</u>
------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

<u>TOTAL PRIMARY ENERGY</u>	<u>9373</u>	<u>10 473</u>	<u>11 560</u>	<u>12 376</u>	<u>13 331</u>
-----------------------------	-------------	---------------	---------------	---------------	---------------

NOTE

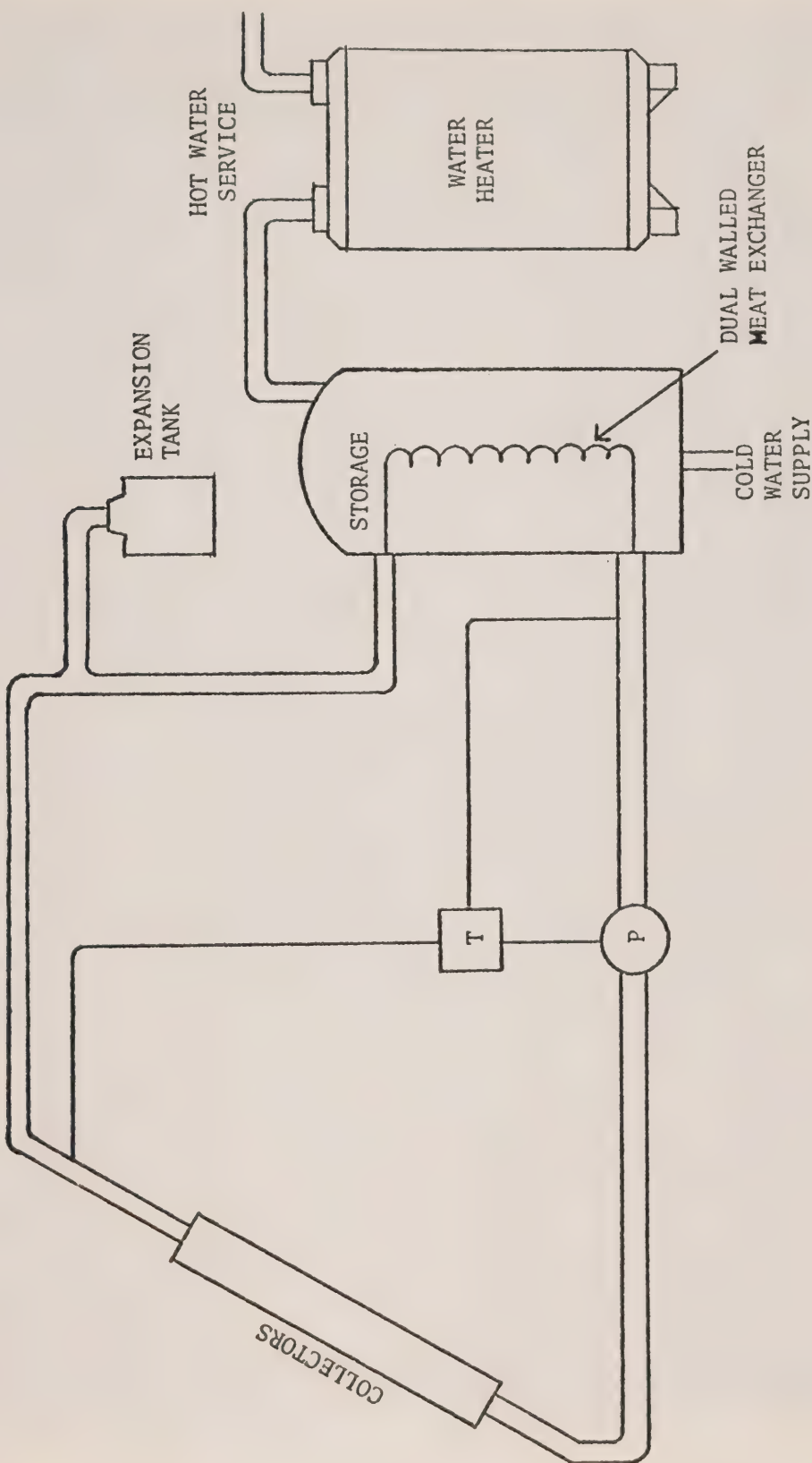
BIOMASS	300	350	420	500	550
SOLAR	-	-	-	-	135

ATTACHMENT 1AENERGY FUEL SUPPLYTRILLION BTU'S

	<u>1980</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>
Oil	3819	3723	3575	3663	3763
Gas	1865	2271	2534	2766	2886
Coal	942	1091	1380	1616	2000
Hydro	2402	2749	3031	3143	3311
Nuclear	<u>345</u>	<u>644</u>	<u>991</u>	<u>1185</u>	<u>1373</u>
TOTAL FUEL	9373	10473	11560	12376	13331

AVERAGE ANNUAL GROWTHRATE - PERCENT

	<u>1980/1990</u>	<u>1990/2000</u>
Oil	(0.7)	0.5
Gas	3.1	1.3
Coal	3.9	3.8
Hydro	2.3	0.9
Nuclear	<u>11.1</u>	<u>3.3</u>
TOTAL FUEL	2.1	1.4



- MANY PIECES
- SITE LABOUR-INTENSIVE
- COMPLEX CONTROLS
- SENSIBLE HEAT IS A FRAGILE COMMODITY



ATTACHMENT 3SIMPLE ECONOMICS - DOMESTIC HOT WATER SYSTEMS

CONSUMER	INSTALLED COST
	\$ 870
	\$1 290
	\$ 840
	<u>\$3 000</u>

EQUIPMENT	LABOUR	TOTAL
	6%	29%
	18%	43%
	7%	28%

COLLECTORS  
SOLAR LOOP  
HEAT STORAGE

OPERATING COSTS

ANNUAL MAINTENANCE  
POWER FOR PUMP & CONTROL

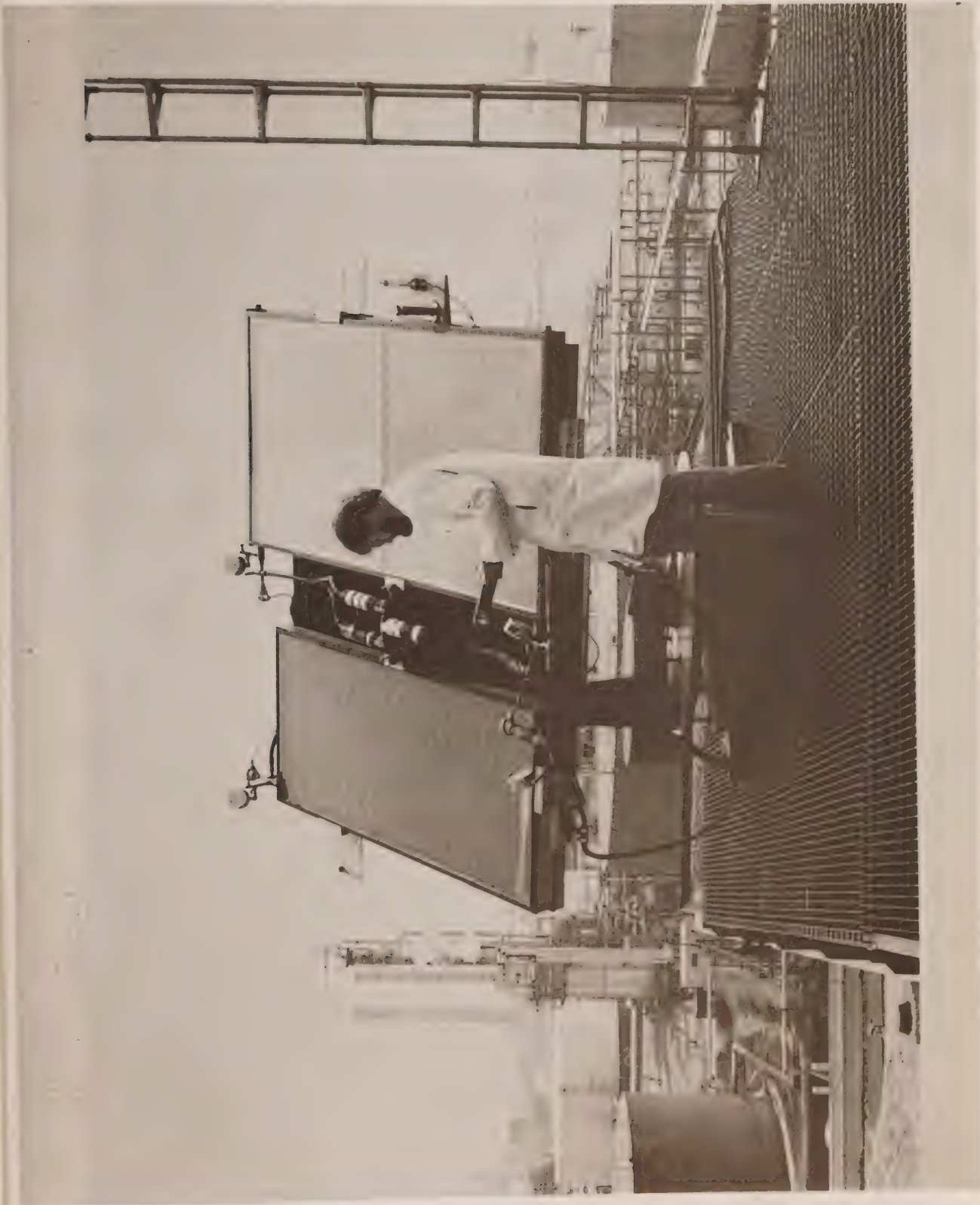
\$40  
\$10  
\$50

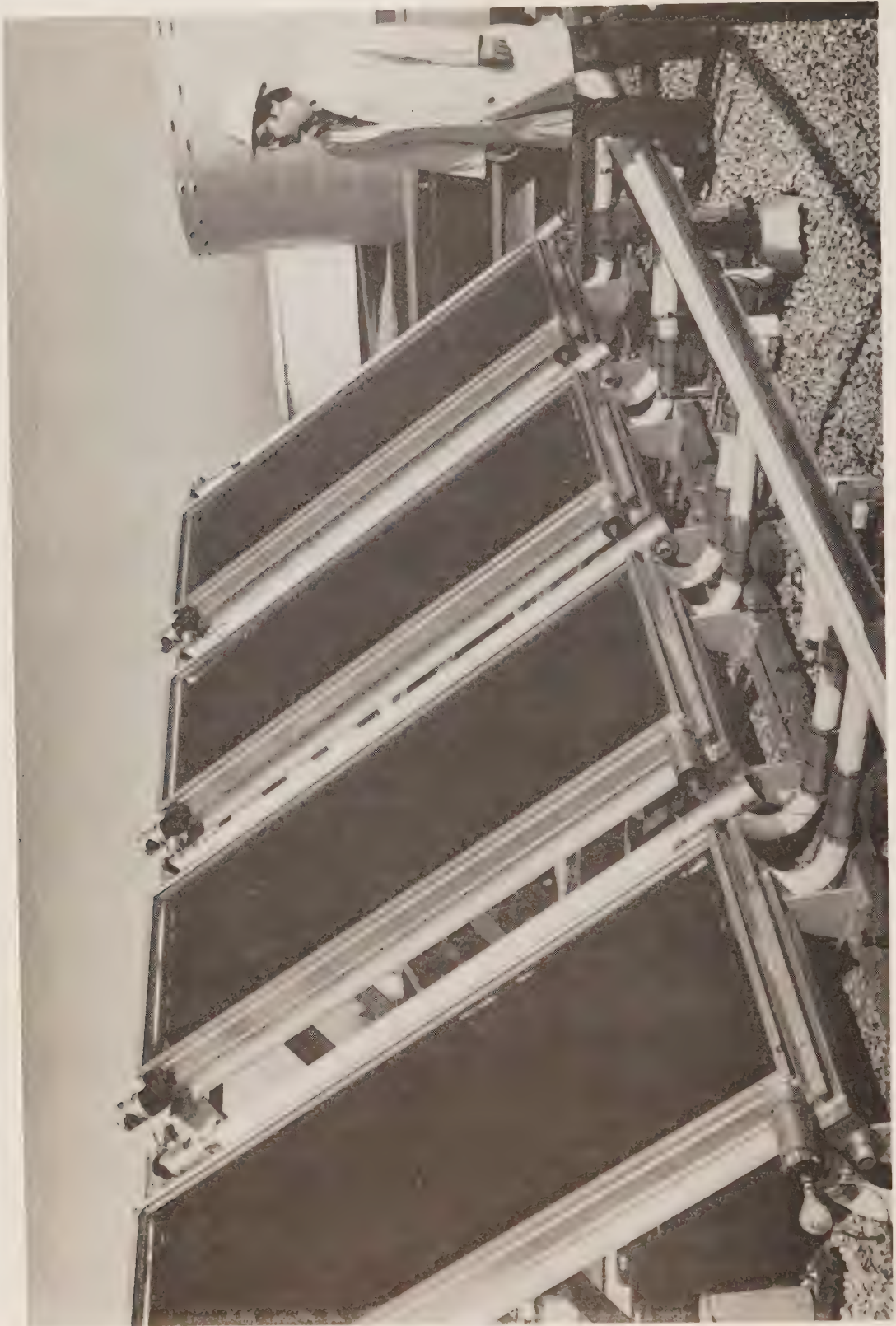
BENEFITS

ANNUAL ENERGY CONTRIBUTION - 10 X 10<sup>6</sup> BTU  
@ 3¢ KWH : \$87.80  
@ \$3.00 MCF GAS : \$46.15  
65% EFFICIENCY

NET BENEFIT

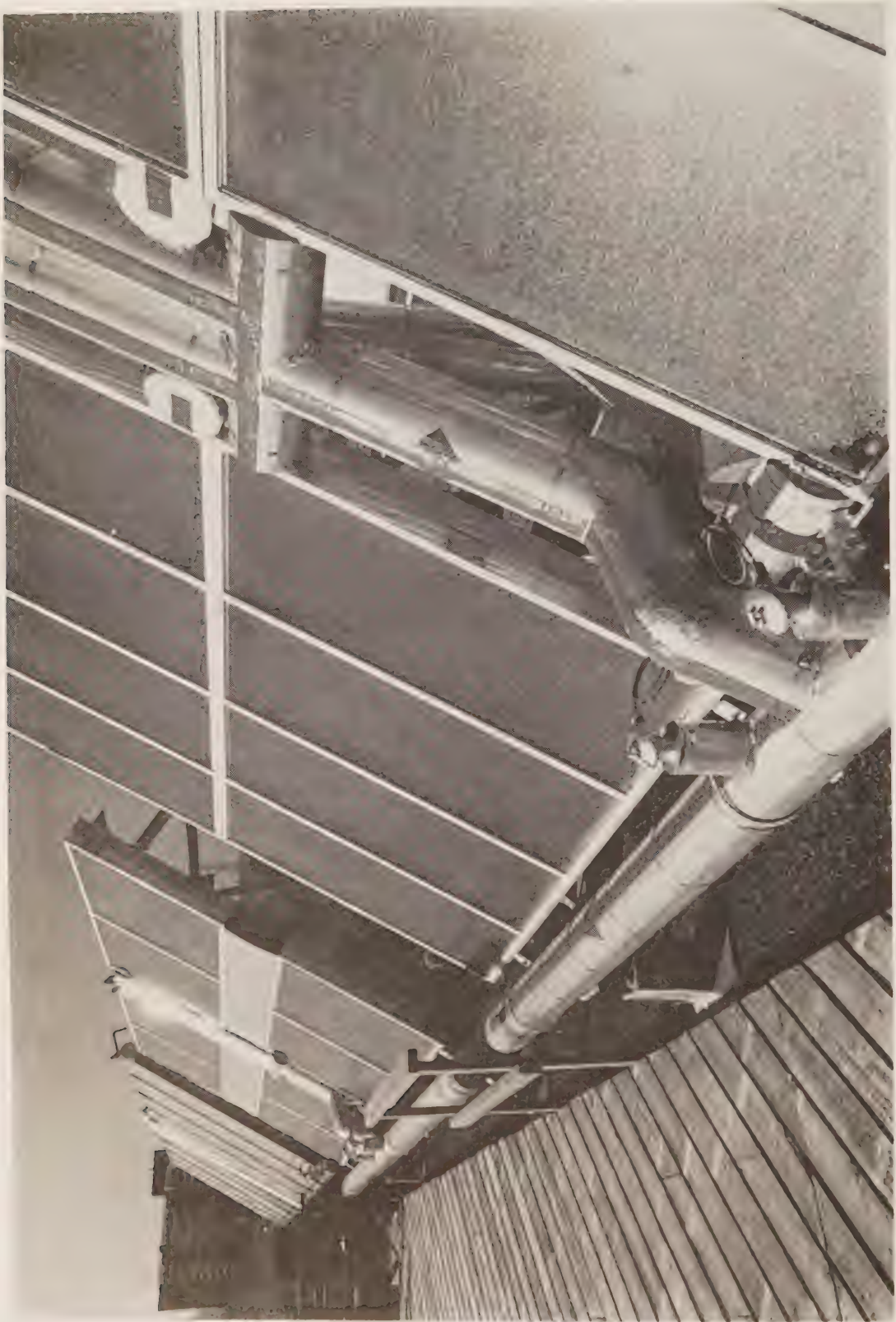
ELECTRIC ≈ \$38  
- \$3.85











APPENDIX "AEEA - 16"

DISTRICT HEATING

NORTH AMERICAN VERSUS EUROPEAN STYLE

G.S. FARKAS

THE SHAWINIGAN ENGINEERING COMPANY LTD.

MONTREAL

APRIL, 1975

(PREPARED FOR THE CANADIAN TECHNICAL STUDY TRIP  
TO SWEDEN, 13-19 APRIL, 1975)



## DISTRICT HEATING

## NORTH AMERICAN VERSUS EUROPEAN STYLE

Lifestyles, economic facts - as well as myths - can account for significant differences in the technology of different countries and continents. The automobile is a fairly obvious example. The field of district heating may be a less obvious one, but of sufficient importance to be responsible for this European study tour.

It is suggested that there is a North American style in district heating technology, as we practice it today and a European style which we are about to explore. The major differences are conceptual but filter down to minor consequential details. By practicing different concepts, different traditions are established and styles are created.

The appreciation of energy and the management of resources are vital ingredients of the concept. North America differed from Europe in its outlook on these matters in the past. After the energy watershed of 1973, we may find it necessary to change our outlook. Indications are that we will. There seems to be a genuine concern for recycling waste and developing substitutes for scarce naturals. We are also beginning to combine processes with one another, for achieving the global optimal in lieu of the partial optimal and to temper consumption with conservation in general.

In a fortnight or so we will have gathered our impressions on the European style. At a later date we may re-assess, and even re-orient, our thinking about the Canadian style in view of what we absorb. We may change our mind and that can change our style. The following is not intended to bias that process nor to promote conclusions, but to stimulate thoughts, discussions, and help make this trip a beneficial one.

## DISTRICT HEATING STYLES

## NORTH AMERICAN

## EUROPEAN

single purpose

SYSTEMS

dual or multipurpose

heat only

PRODUCING

heat and electricity

central heating

in  
PLANTS

cogeneration

mainly gas and oil

using  
FUELS

mainly coal and waste heat

high pressure steam

to generate  
HEATING MEDIUM

low temperature water

high level, everywhere

for achieving  
COMFORT HEATING

acceptable level where req'd

premium

at  
COST

competitive

mainly institutional

and serving  
CUSTOMERS

residential as well

which represent a  
share of the total  
space heating demand

about 1 to 2 %

of the  
COUNTRY

from 10 to 40 %

Throughout the text which follows, the term "district heating" is being used in the broad sense, to include all forms of central heating and group heating. "District heating" in the strict sense of being a utility commodity, such as electricity or water supply, does exist in North America, but "central heating" is a more appropriate description of the majority of the schemes found in Canada.

## SINGLE PURPOSE VERSUS DUAL PURPOSE

## THERMAL SCHEME VERSUS THERMODYNAMIC SCHEME

A typical North American district heating plant is designed to generate and deliver heat only to its district. Its performance is measured by the degree it can perform this sole function in comparison with other alternate heating methods in terms of economics, reliability and environmental effects. Well conceived and well run plants can operate at 70 to 80% thermal efficiency and have been found to represent the best solution both by comparative feasibility studies prior to implementation and by comparative reconnaissance surveys while in operation. The scheme is entirely thermal in nature essentially consisting of a combustion, a heat transfer, and a heat transportation process. It is a partial optimal for heating only. Power to run the system is being purchased from a utility company.

The utility company also supplies the electricity for those who receive heat from the central plant. This is produced by a plant which has been optimized to produce power only. Owing to nature's immutable law this process is so "imperfect" - in spite of the perfection of the know-how and equipment employed - that only in the most favourable conditions can an efficiency of about 35 to 38% be obtained. The difference shows up in the form of unconverted, low level heat. The salvage of this heat has been the preoccupation of thermodynamicists in the past and the present. In the past it has led to the discovery and successive development of the regenerative feedwater heating cycle. More recently, by way of the obvious analogy, it is being extended beyond the primary steam cycle and is being applied to an outside heating cycle. Power generation thus has been thermodynamically combined with district heating for the benefit of both functions. This is the dominant style of the European district heating practice today, based on the global optimal.

As expected there are some complications, both in obtaining and valuating the global optimal. Since there are now two products - or the product and the by-product, depending on the intent of the application - two markets are to be located simultaneously. This can be a difficult problem in North America, but seems to have been solved in Europe. In some instances in the past cogeneration has been contemplated in connection with Canadian central heating schemes. As the by-product power



generation is a function of the heat demand, it both fluctuates and declines with that demand. Also it usually appears in rather modest amounts when compared to modern utility proportions and its delivery may not meet the utility reliability standards. For these and similar reasons by-product power generation could not find a market and ceased to survive as a desirable by-product.

SUPPLY TEMPERATURE AND TEMPERATURE DROP

Once its feasibility has been established, the optimization of a North American style district heating system essentially consists of balancing the distribution expenditures against the generation savings. The centralizing of the generation brings inherent savings through the lower specific cost of the larger equipment, increased efficiency, improved plant load factor, reduction in manpower etc. The distribution of the heat, however, tends to quickly dissipate these savings and could effectively limit the distribution radius.

The importance of minimizing distribution costs and thereby increasing the reach of the plant is therefore a major design objective for such systems. The most apparent means to achieve this is through the use of high supply temperatures, permitting large temperature drops, and conversely small flow rates. As there is no penalty in the form of reduced power output, usually only the cost and the safety considerations govern the choice of the upper temperature limit. Customarily supply temperatures range between 350°F and 400°F, corresponding to the traditional steam pressure ratings of 125 psig and 250 psig respectively. In view of the high pressure and temperature the utilization circuits are isolated from the distribution circuit by a heat exchanger. Primary-secondary pumping and the principle of hydraulic separation are often employed so that high enough temperature drop can be maintained in the primary system, and yet suitable temperature drop can be achieved in the secondary or utilization system.

When power is being raised on the back of the district heat load, then the lowest supply temperature consistent with the largest possible temperature drop represents the best theoretical solution from the point of view of the power generation. Distribution costs however tend to increase, thus diminishing the overall benefits. The cost-benefit analysis takes into account the assessed value of the by-product power, both in terms of its better heat rate and its equivalence to condensing power capacity which would otherwise be required. The net result is that the

increased distribution costs can be subsidized from the power generation benefits accrued, hence lower supply temperatures can be tolerated. The primary medium, at times, may even be safe enough for district use in the customer's equipment, without resorting to heat exchanger protection. This represents further savings and added thermodynamic benefits for the European system.

#### TEMPERATURE OF UTILIZATION

Low temperature water is the most widely used heating medium in contemporary North American hydronic systems. These systems provide for virtually all commercial and institutional heating. The conventional design temperature drop is  $20^{\circ}\text{F}$ , between  $200^{\circ}\text{F}$  supply and  $180^{\circ}\text{F}$  return temperature. Higher temperature drops and higher supply temperatures are often used in connection with unit heaters, make-up air heaters, etc., in industrial and commercial application. Domestic hot water heaters operate at about  $150^{\circ}\text{F}$ .

In European practice the utilization temperature levels are generally lower, sometimes by as much as  $20^{\circ}$  to  $30^{\circ}\text{F}$ , especially in terms of the return water:  $140^{\circ}\text{F}$  to  $150^{\circ}\text{F}$  temperatures are not uncommon. There are obvious thermodynamic advantages associated with the lowering of the utilization temperatures. This is however, the domain of the building heating/air conditioning engineer whose practice in North America is being based on adherence to the ASHRAE guides. It is unlikely to expect any major change to take place - so to speak for the better, from the point of view of the power generation - as the practice is well founded and enjoys universal acceptance.

#### FIXED VERSUS SLIDING SUPPLY TEMPERATURE

It is a standard North American practice to meet variations in the heat demand by varying the flow rate while maintaining a fixed supply temperature. It saves pumping costs, without undue sacrifice in heat losses. If, at very light loads, the return temperature begins to climb and prevails consistently at a higher level then the supply temperature may be adjusted downward, in order to offset the system imbalance.

When power generation is involved the incentive is to maximize it. This can be done by operating at all times with the lowest supply temperature consistent with satisfactory heating system performance. As the heating load is a function of the outdoor temperature in particular, and other weather conditions in general, letting the supply temperature slide in harmony with those conditions can provide for a sound compromise. This method of load



control is typical of European district heating power plants. In middle Europe, for instance, where heating systems are designed for  $-15^{\circ}\text{C}$  ( $5^{\circ}\text{F}$ ) outdoor temperature and  $130^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$  ( $266^{\circ}\text{F}/158^{\circ}\text{F}$ ) representing supply/return temperature conditions at the design load, the heat demand can be met with only  $89^{\circ}\text{C}$  ( $192^{\circ}\text{F}$ ) supply water temperature at  $0^{\circ}\text{C}$  ( $32^{\circ}\text{F}$ ) outdoor temperature and with  $74^{\circ}\text{C}$  ( $165^{\circ}\text{F}$ ) supply temperature, when the outdoor temperature is  $5^{\circ}\text{C}$  ( $41^{\circ}\text{F}$ ).

The adjustment of the supply temperature with regards to the outdoor temperature and other weather conditions (wind, sun, rain, etc.) is being done on the basis of empirical correlations at the plant.

## TOTAL ENERGY CONCEPT

This review would be incomplete without briefly mentioning the Total Energy Concept and its derivatives. At the first sight it appears to be of a North American specialty with no European counterpart. A closer second look, however, reveals that this technology is generically the closest relative of the European style district heating. It is an ultra-combined, self-contained, heating-cooling-power plant in miniature. Its engineering embraces all the elements and presents all the headaches associated with the design of a full fledged large scale district heating-cooling-power plant, such as: scrutiny of load factor, short and long term balance of the heat and power demand and output, storage, heat recovery, careful watch on avoiding undue irreversibilities in the cycle, reliability, stand-by capability, and finally better profitability over other solutions. Where the conditions are right, there has been no better substitute for this substitute. It is, after all, essentially a substitute for generating heat and cold and buying power separately. The dilemma it poses can defy the logic of the energy engineer: why can not the same thing be done, in a similar manner, for larger loads and group of loads, such as an urban or metropolitan district heating-cooling utility power plant, such as it is done in European cogeneration district heating systems?

## SUMMARY

At this point I shall stop being impersonal. This subject I have tried to expose is vast and complex. I have only managed to scratch the surface and dwelled on the mere trivial. As we proceed on our tour you may penetrate deeper and conclude that the differences are lesser than presented, or that they are significant



and meaningful indeed. You may also realize that the implications are of a broader base than the discipline of district heating or its engineering styles. After all, we as engineers simply meet, but do not create the heat demand. The owner and the user, the architect and the building mechanical engineer, set it in the first place. You and I may try hard and succeed in shaving off 5% from heating energy consumption, whereas they could have saved 10% before we even got into the act by a more energy saving design. We trust, this will not happen in the future; at least not too often. But even this is only a part of the total problem. We are not only Canadian engineers, architects, owners, etc., but also Canadian consumers, who have our own idea of what constitutes satisfactory conditions of comfort. The things we are going to look at have been designed for European customers, for their satisfactory conditions of comfort. The two are not necessarily identical. Could it be the case of a subtle difference in affluence: North American versus European style?

## APPENDIX "AEEA-17"

## DISTRICT HEATING

(DRAFT)

In contemporary parlance, "district heating" stands for a technique in which heat and electricity are co-generated and both products are distributed and sold as a utility commodity. The primary product is heat and electricity is the by-product, which is distributed via the electrical network. For the distribution of the heat, pipelines are used. In the lines, a heat carrier transports heat from the district heating plant to the district heating customer. The customer is being metered and billed, for the heat consumed in a fashion similar to electricity.

This is the predominant form of district heating which can be found in Europe in virtually every country north of, and including Italy. In France, it is called "chauffage urbain", where the adjective may be taken to have the connotation of being both metropolitan and civilized. In other countries and languages, the same technique is usually called: "distance heating", indicating that the heat is provided from far away. The distance may amount to several kilometres. In the RUHR area of Germany, some district heating networks are 30 km long and there are plans to build so called "supergrids", which are to interconnect the "distance heating" systems of large towns and cities all across the country with a national heat supply system. Sweden, Finland and Denmark have very large, and modern district heating systems, all built during the past 30 years. In Sweden, one town of 90,000 people is entirely district heated, including the snow melting of major roads and plazas. In Denmark, farm houses which are located hundred of metres apart, are connected to the district heating mains. The bulk of the district heating installations in the world are in the Soviet Union and its allied countries, where district heating has been raised to the level of technical ideology.

Considering the distances involved and the fact that heat is being provided in the cogeneration fashion, the heating medium generally used in Europe is hot water. The hot water is pumped through the pipelines like municipal water is. When the heat is extracted from it at the district heating customer, the cooled water is returned to the district heating plant for reheating and reuse, in a closed pipeline system.

In North America and Canada, district heating is far less widespread and differs from the European concept. Instead of the European hot water (say 120°C or 248°F), the North American heating medium is predominantly steam or high temperature water, (say 180°C or 350°F), and co-generation is very seldom used. District heating has not yet become a dual purpose technique for the co-production of heat and electricity, where the heat is marketed as a utility commodity available to everyone. The typical Canadian system produces heat only for a selected clientele.

The clientele may be a group of buildings at a university campus, a military base, an airport, a cluster of downtown highrise, or a complex of government buildings, such as Parliament Hill. These are single-purpose, "heat only" projects by contrast to the dual purpose "heat and power" installations of Europe. For the purpose of distinction in this presentation, they are called "central heating" or group heating schemes.

Both "district heating" and "central heating" are alternatives to "individual heating", where each house or building provides its own heat requirements within its walls. The merits of district heating can and should, therefore, be compared to central heating and individual heating, which is the purpose of the following.

The worldwide acknowledged merits of "district heating" are borne in the conservation of primary energy, the reduction in air pollution and the freedom of choice of the most economical fuels. The difference in these three attributes between district heating and individual heating indicates that the savings and benefits can be considerable.

The factor which does affect adversely the profitability of district heating to the eventual builder and user is the initial investment cost, as the benefits enumerated above accrue to the entire national or regional economy rather than to the individual consumer.

If district heating were as common and widespread as power distribution or municipal water supply or even natural gas distribution are, then the cost of distribution would be both invisible and taken for granted. This is precisely the ambition of district heating systems, namely to become just another service commodity, as electricity, water and natural gas.

However, the development of large and universal district heating schemes is normally a lengthy process, requiring many years before the first co-generation district heating plant can be installed. The real benefits of district heating start accumulating from thereon in terms of both national economy and users' profitability. The initial cost of the distribution network is thus equivalent to a down payment on an ultimately desirable and profitable venture.

Virtually all studies made in Canada during the past few years confirmed that: (1) district heating conserves energy; (2) that it is economic in the long run; but (3) that it requires high capital outlay; and (4) that it evokes institutional problems.

In the Canadian context of "district heating" versus "central heating", the following may be noted:

There are several central heating systems in Canada, but only a few are operating or could be made to operate on the principle of co-generation. Most of the Canadian systems are of the high pressure steam or the high temperature water type which are neither conducive to co-generation nor conserve as much energy as is possible with low temperature water systems. None of the typical Canadian systems can be supplemented with solar energy or heat pumps, just to mention two of the most promising future techniques. Low temperature water systems of the European style could live with both.

Canada essentially lacks the engineering and operating experience with these energy conserving techniques and therefore needs a demonstration to start with. The best possible introduction of low temperature district heating is its application to a new development, as retrofits are both expensive and even impractical.

District heating is neither a new technology nor a risky technology. The generation of electricity in connection with the generation of heat is an equally well-proven technique. The application of combined heat and power generation for district heating purposes invariably leads to energy conservation (of the order of 30 per cent in the cases studied), reduces atmospheric and heat pollution of our air and waters, it is clean and reduces the fire hazard (being flameless) in the buildings.

District heating is compatible with all energy sources: fossil, nuclear, solid waste, industrial waste heat, etc. If it is of the low temperature type, it will be compatible with solar energy in the future.

doc 27632 511:40—carol

In order to encourage district heating in Canada, the following should be kept in mind:

- (1) The design of future building heating and cooling systems, the selection of the operating parameters and the choice of equipment influence the potential of the buildings to eventually become a part of a future district heating and cooling system. For this reason, building systems should be designed for the acceptance and utilization of low level heat.
- (2) The practice of building high temperature heat distribution systems—such as high pressure steam or high temperature water—in connection with future central heating or group heating schemes should be discouraged. These systems effectively undermine the power generation potential of the system as a heat sink and employ a distribution system which is incompatible with the delivery of low level heat.
- (3) Parallel with the economic evaluation and fiscal accounting, energy economics and energy accounting should be provided for each alternative investigated in the course of a given feasibility study. Fiscal economics may still govern the choice, but those responsible for the decision should be made aware of the energy sacrifice encountered.
- (4) European technology may serve as an example, but Canadian conditions, especially the prevalence of the cooling load, should be taken into account. The principle of combined heat and power generation offers new energy saving approaches in the field of district cooling—a very expensive and highly energy intensive commodity—which is little explored to date, but which could lead to a higher degree of energy conservation than is possible to achieve with the same principle in the field of district heating.



*The Shawinigan Engineering Company Limited*

HEATING CONDITIONS AROUND THE WORLD

Country	Outside Temperature		Inside Temperature		Degree Days 65° F basis
	°C	°F	°C	°F	
Canada	-24	-13	21-24	70-75	8700 Ottawa
USA	- 9	15	21-24	70-75	5000 New York
England	- 1	30	18-20	65-68	5000 London
Denmark	-16	3	20	68	6500 Copenhag
Sweden	-20	- 4	20	68	8600 Stockholm
W. Germany	-12	10	20	68	6100 Hamburg
France	- 7	20	20	68	5000 Paris

## Annual space heating energy consumption as a function of GNP in 1975

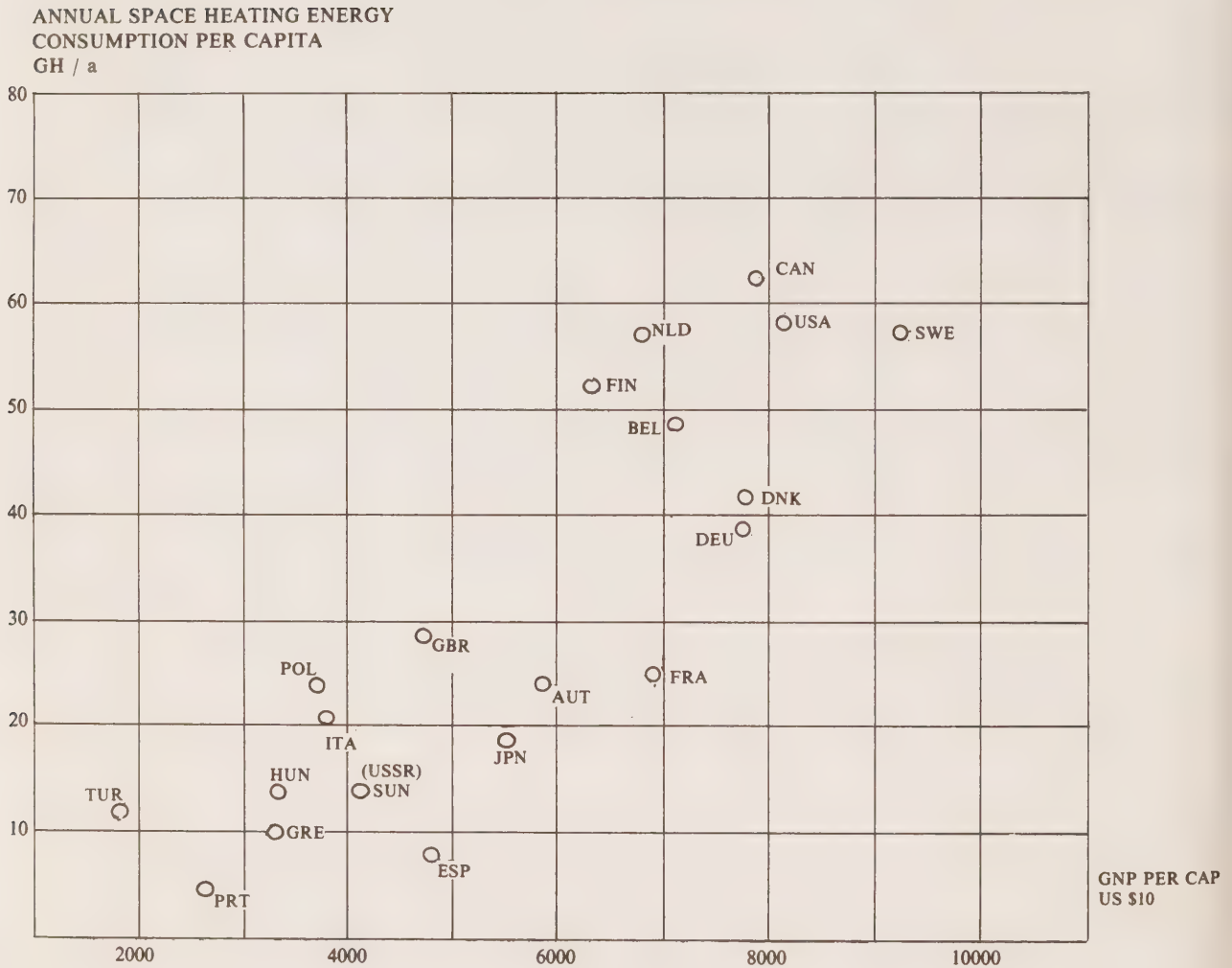


TABLE 1: Capacity of and production from central heating stations and power citations for the combined production of heat and electric power in some ECE countries in 1974

COUNTRY	Central heating		Power stations for the combined production of electric power and heat			
	Installed capacity (Gcal/h)	Annual production (Tcal)	ELECTRICITY		HEAT	
			Installed capacity (MW)	Annual production (CWh)	Installed capacity (Gcal/h)	Annual production (Tcal)
Germany Federal Republic of	6700	9400	5500	6700	14000	24400
Austria	636	789	209	849	717	1372
Finland	8790	55420	1680	6894	5740	24080
Hungary	b	280 <sup>a</sup>	440	882a	3297	9966
Poland	8790	52750	3000	15856	9300	28348
Romania	. . .	. . .	3399	16995	12415	58404
USSR	b	b	48300	250000	200000	656500

a Public utilities only.

b Included under "Power stations for the combined production of electric power and heat".



APPENDICE « AEEA - 12 »

## CANADIAN RENEWABLE ENERGY NEWS

MÉMOIRE PRÉSENTÉ AU COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

Effet des économies sur la part  
éventuelle des énergies renouvelables  
dans l'approvisionnement global en  
énergie

Présenté par:

Jeff Passmore  
Éditeur international  
Canadian Renewable Energy News (CREN)  
Ottawa (Ontario)  
30 juillet 1980

CREN Publishing Ltd., C.P. 4869, Succursale E, Ottawa  
(Ont.), K1S 5B4. Tél.: (613) 238-5591

Je ferai tout d'abord cinq énoncés qui seront par la suite traités en détail et soulignés par des exemples.

1) Les gens ne désirent pas l'énergie pour elle-même, mais ce qu'elle permet d'obtenir.

2) Il y aura inévitablement une évolution importante dans le domaine énergétique; probablement le passage d'une économie basée sur les combustibles fossiles à une autre basée sur des énergies renouvelables.

3) Quelle que soit la forme d'énergie utilisée, nous devons restreindre la consommation.

4) Le Canada pourrait, par habitant, consommer jusqu'à 40 % de moins d'énergie qu'actuellement et n'en tirer que des avantages.

5) Seules les économies permettront aux technologies des énergies renouvelables de contribuer de façon significative à l'approvisionnement global en énergie.

#### 1) L'énergie pour elle-même

On consomme en ce moment au pays environ 8 quads (1 quad =  $10^{15}$  BTU) d'énergie primaire et, de cette quantité, 5,3 quads ne sont disponibles pour utilisation qu'après transformation et transmission. Le consommateur s'intéresse beaucoup plus à l'énergie disponible, ce qu'il reçoit chez lui, qu'à l'énergie primaire dont il ne connaît pas les pertes (voir Diag. 1).

Le public en général se montre satisfait tant que les services d'éclairage, de chauffage, de transport et de communication lui sont fournis. Nous devrions donc nous intéresser à la façon la plus efficace de fournir ces services.

Certains types d'énergie sont de meilleur rendement que d'autres. La production thermique d'électricité, par exemple, est l'un des modes d'obtention les moins efficaces, le rendement net n'étant que de 30 à 35%. Cela en fait l'une des formes d'énergie les plus coûteuses qui, sans subvention, ne serait pas concurrentielle pour le chauffage des habitations.

L'électricité est une forme d'énergie complexe et de haute qualité. Il est beaucoup plus efficace des points de vue thermodynamique et économique de trouver des solutions faisant appel à une énergie de moins haute qualité, et souvent à des techniques moins élaborées, pour répondre aux besoins en chaleur de moindres niveaux énergétiques. Il n'est pas sensé d'utiliser de l'énergie obtenue à des températures de l'ordre de centaines ou de milliers de degrés centigrades pour chauffer l'eau de notre bain à 30°C ou notre maison à 18°C.

Nous devons donc définir nos besoins énergétiques et trouver ensuite la meilleure source d'énergie permettant de les satisfaire plutôt que de nous intéresser aux



approvisionnement et de décider ensuite comment il convient de les utiliser. Cette première approche est la planification en fonction des besoins.

## 2) Evolution

Les nations, riches et pauvres, commencent à constater que les modèles énergétiques des dernières années ne sont en rien révélateurs des voies énergétiques de l'avenir. La période d'utilisation des ressources énergétiques non renouvelables (combustibles fossiles) est négligeable par rapport à l'histoire de l'Homme, mais nous devons cependant déjà faire face à leur épuisement.

Le Canada, bien que possédant des réserves considérables d'hydrocarbures, tant prouvées que potentielles, ne sera pas à l'abri de cette pénurie. Nous devons, nous aussi, faire face à un épuisement graduel de nos réserves de pétrole et de gaz. Nous aurons à trouver des solutions de rechange.

La solution probable, au niveau mondial, sera un "retour" à certaines formes d'énergies renouvelables, mais en faisant appel à une technologie beaucoup plus avancée que celle qu'on utilisait il y a 300 ans. (On trouvera à l'Appendice 4 une ventilation par province de nos capacités dans ce domaine.)

### 3) Restreindre la consommation

La nécessité d'élaborer de nouvelles stratégies est très bien acceptée mais la plupart des pays qui s'attaquent au problème agissent en se basant sur l'hypothèse que les seules options possibles sont celles qui comportent des risques importants, tant pour l'environnement que pour la société.

La fission et la fusion, un retour à l'exploitation intensive du charbon, le transport par mer de gaz naturel liquéfié et la fabrication de combustibles synthétiques à partir du charbon et des schistes bitumineux présentent tous des dangers, de même que certaines solutions faisant appel aux énergies renouvelables, comme les centrales solaires orbitales (on estime que le lancement de la première coûterait à lui seul \$66 milliards).

La meilleure façon de prévenir le problème des pluies acides, l'effet de serre, la prolifération des armes nucléaires, les déversements de pétrole et le rayonnement par micro-ondes, qui résultent tous des approches par la "voie dure" à la solution du problème énergétique, consiste à éliminer ou à réduire la demande énergétique qui est source de ces problèmes. Cela est techniquement possible (voir Appendice 3 et Diag. 2). C'est une autre question de savoir si cela est politiquement acceptable. C'est pourtant le meilleur moyen de prévenir toute altération ultérieure de

l'environnement. La planification énergétique doit en effet tenir compte des coûts et des avantages pour la société.

La "voie dure" suppose que plus nous utilisons d'énergie le mieux nous nous portons. L'utilisation de l'énergie devient une fin en elle-même qui est représentative de notre niveau de vie. La "voie douce" tient compte de la quantité d'énergie consommée pour atteindre les buts sociaux, cette quantité n'étant pas une mesure de notre succès, mais de notre échec.

De plus, moindre est la quantité d'énergie consommée, moindre est le coût des biens de consommation, ce qui permet de lutter contre l'inflation et de créer des emplois dans les industries de la construction, de l'isolation thermique, des dispositifs d'économie d'énergie et des composants solaires.

#### 4) Efficacité énergétique

Il nous est possible de doubler notre efficacité énergétique à la consommation dès l'an 2000 et de la doubler encore une fois en l'an 2025; nous aurions alors réduit des trois quarts notre consommation, toutes proportions gardées.

Malgré cela, on a fortement négligé la possibilité de limiter la croissance énergétique par le biais des économies et d'augmenter de beaucoup les rendements énergétiques. Est-il encore nécessaire de convaincre que les économies d'énergie sont notre "ressource" la plus



rapidement exploitable d'approvisionnement en énergie?

Chaque baril de pétrole économisé correspond à un baril de pétrole extrait et chaque BTU non utilisée coûtera toujours moins qu'une BTU produite, même de la façon la plus économique possible. Il est bon de rappeler ici qu'il faut un baril de pétrole pour produire trois barils de pétrole synthétique brut. (Une bibliographie relative aux possibilités des économies d'énergie est présentée à l'Appendice 1.)

5) Energies renouvelables: les économies sont la clé du succès

Il n'est évidemment pas question d'abandonner en toute hâte l'exploitation des combustibles fossiles, surtout au Canada. Nous disposons de réserves nous permettant d'effectuer une transition ordonnée vers les énergies renouvelables. Même au niveau du globe, les réserves en combustibles fossiles sont probablement suffisantes pour plus d'un siècle.

L'importance de la demande en énergie aura un effet significatif sur la pénétration du marché par l'énergie solaire. Les cinq scénarios présentés plus bas illustrent cette donnée. Je considère les trois premiers comme impossibles et le quatrième comme non souhaitable. C'est donc le cinquième que je préconise.

### Un - La croissance historique (impossible)

La croissance énergétique de l'occident industrialisé s'est maintenue aux environs de 5% par année entre 1950 et 1973. Nous ne pourrions plus jamais soutenir ce rythme, et nous ne devrions pas en faire un objectif. Nous ne disposons pas en effet des ressources financières et matérielles nécessaires. Même la fission nucléaire serait insuffisante, on n'y arriverait pas même en construisant un réacteur de la taille de celui de Pickering tous les trois ou quatre mois. La croissance exponentielle est une chose du passé.

### Deux - Le retour à la nature (impossible)

Il s'avère également impossible et non souhaitable de retourner à l'agriculture de subsistance de nos ancêtres. Les villes existent, les femmes ont joint les rangs des professionnels, etc. Nous devons prendre le monde comme il est.

Un bon nombre des opposants à la voie des économies affirment que le scénario du retour à la nature est celui mis de l'avant par ceux qui favorisent l'efficacité énergétique. Cette affirmation est insensée. Par économies, il faut entendre une saine gestion des ressources limitées (voir Appendice 2), ce qui ne s'avérerait pas aussi nécessaire quand le prix du pétrole était de deux dollars le baril.

### Trois - Le laissez-faire (impossible)

Ce scénario est généralement celui (en principe si ce n'est dans les faits) des pays occidentaux industrialisés: laissons le marché décider des prix par le jeu de l'offre et de la demande (sauf que nous continuerons à verser des subsides pour les combustibles fossiles et le nucléaire) et favorisons une croissance énergétique de 3,5% par année. Cette approche suppose que la croissance énergétique et l'activité économique sont liées.

Mais depuis 1973, les pays de l'AIE ont montré que cela n'était pas immuable car dans aucun d'entre eux la croissance énergétique a suivi la croissance économique. Les deux semblaient liées quand l'énergie était bon marché, mais les faits nous démontrent maintenant une situation tout juste opposée. Étant donné les effets des coûts élevés de l'énergie, plus nous consommons plus l'activité économique décroît. Le bien-être de notre société diminue aussi à mesure que l'inflation et les effets nocifs sur l'environnement s'accroissent.

L'adoption d'un taux de croissance de 3,5% signifierait un taux de consommation d'énergie qui serait environ le double du taux actuel en l'an 2000. Nous consommons déjà deux fois plus de BTU par personne qu'en 1961. Nous devrions, pour poursuivre une telle croissance exponentielle, faire appel à toutes les options énergétiques



possibles: les sables bitumineux, le nucléaire, le pétrole off-shore, le solaire, le charbon, etc. Cette voie, tout comme la croissance historique, s'avère trop coûteuse et trop dangereuse. Nous ne disposons ni des ressources financières et sociales pour soutenir une telle croissance. De plus, nous consommerions tellement d'énergie que la contribution relative des énergies renouvelables deviendrait négligeable.

- Quatre - La croissance de deux pour cent (possible)

Ce n'est que lorsque le taux de croissance est ramené à deux pour cent par année, que nous pouvons commencer à penser à une contribution possible et significative des énergies renouvelables. Les gouvernements devraient, pour restreindre la croissance à ce taux, exiger des niveaux de rendement minimum pour les automobiles, les isolants, les dispositifs de chauffage, etc.

Mais tout ceci n'est encore qu'un scénario de croissance énergétique. Il ne fait appel à l'énergie solaire qu'en tant que source supplémentaire et ne pose pas la question: quelle sera l'utilisation de l'énergie? Il ne s'intéresse pas à l'utilisation définitive ni à notre déficit pétrolier. La contribution des énergies renouvelables est assez faible dans ce scénario, peut-être 15% si on exclut l'hydro-électricité. Il faudrait donc nécessairement accroître la part du charbon et du nucléaire au bilan total.

Cinq - L'efficacité (celle que je préconise) (voir le Diag. 3)

Ce scénario peut être divisé en trois options, réalisables dans différentes régions du pays.

Faire plus avec moins

Cette option peut être mise de l'avant à court terme. Il s'agit du modèle à perturbation minimale qu'ont adopté le Japon et la Suède. La croissance économique est soutenue et l'importance des économies est proportionnelle à celle des pertes dans le système. L'Ontario présentant les plus grandes pertes énergétiques au monde, cette approche lui conviendrait bien. Le taux de croissance de la consommation d'énergie serait inférieur à 1%.

Faire autant avec moins

C'est l'option de la croissance énergétique nulle par habitant. On pourrait la qualifier de voie de l'absolue stabilité. Les niveaux de consommation demeurent élevés mais n'augmentent pas.

Je vous demande de vous reporter à 1961 quand, comme je l'ai mentionné plus haut, nous consommions par personne 50% de l'énergie que nous consommons en ce moment. Sommes-nous deux fois plus heureux maintenant? La consommation énergétique n'amène pas la richesse. Notre bien-être ne doublera pas même si nous doublons notre consommation d'énergie. De fait, cette hypothèse se

confirme de plus en plus. Je vous rappelle ce que j'ai dit plus haut, à savoir que ce qui importe au consommateur n'est pas la quantité d'énergie qu'il consomme, mais bien les services que l'énergie permet de lui fournir.

Un exemple? En Suède on utilise 40% moins d'énergie qu'aux États-Unis pour produire une tonne d'acier.

Faire moins avec moins

Ce scénario suppose que le Canada tire au moins 50%, probablement 80%, de son énergie du solaire en l'an 2000.

La croissance énergétique serait négative soit de -1%. Cette voie nécessite une transformation des valeurs, même si elle ne prend pas la forme du retour à la nature. Les exemples de possibilités sont multiples (voir Appendice 3). Les obstacles à la croissance négative ne sont ni techniques ni économiques, ils sont politiques et intellectuels. Le choix à faire n'est pas tant au niveau des technologies que des valeurs.

Si nous désirons que notre politique énergétique soit la plus économique, si nous voulons qu'elles nous protège des pénuries pouvant résulter d'un chantage international ou d'erreurs de planification au niveau national, si nous voulons qu'elle contribue à l'essor d'une industrie nationale ainsi que de la petite entreprise, de l'initiative locale, du développement régional et de



l'emploi, nous devrions alors élaborer une stratégie énergétique qui place l'accent sur l'accroissement de l'efficacité, des économies et du développement des ressources renouvelables.

Mais si nous désirons que se poursuive la détérioration de l'environnement ainsi que de la santé et de la sécurité publiques, si nous désirons qu'il y ait concentration excessive de la puissance économique dans une région ou dans les mains de quelques sociétés et si nous voulons que l'énergie représente une lourde charge pour notre balance des paiements, nous n'avons alors qu'à continuer sur notre lancée dans la voie dure.

La seule façon de procéder, si nous faisons le premier choix, consiste à arrêter de rechercher de nouvelles sources d'approvisionnement et à étudier les moyens qui nous permettront le mieux de restreindre la demande.

Si les économies et l'utilisation d'énergies renouvelables sont si prometteuses, pourquoi ne sont-elles pas mises en oeuvre? Elles le sont dans une certaine mesure, comme on peut le voir aux appendices, mais plusieurs obstacles parsèment le chemin. Par exemple:

1) L'industrie énergétique canadienne est en grande partie contrôlée par l'étranger. Les mesures ne sont donc pas, d'une façon générale, prises dans l'intérêt du Canada. On exploite et exporte les ressources aussi rapidement que possible.

2) À noter aussi, dans le même ordre d'idée, le déséquilibre des poids politiques de ceux qui défendent la voie dure et de ceux qui préconisent la voie douce. Le lobby pétrolier et nucléaire est très puissant tandis que celui en faveur des économies d'énergie est inexistant, et ce, dans tous les pays occidentaux. Ainsi, en matière de recherche et développement, les fonds consacrés aux énergies renouvelables correspondent à 3% seulement de ceux consacrés au nucléaire.

Une usine de pétrole brut synthétique coûte \$7 milliards, la centrale nucléaire de Darlington coûtera \$6 milliards. Pourquoi un financement de cet ordre à taux d'intérêt raisonnable n'est-il pas disponible pour les propriétaires afin de leur permettre d'isoler ou de mettre en place des équipements solaires (exception faite du programme d'isolation de la SCHL)?

3) Les gouvernements n'ont pas compris la nature du problème. Ils vivent encore la réalité d'avant l'OPEC, à savoir que la croissance énergétique est liée à la croissance économique et que le PNB est une mesure du succès d'une société. Ils se sont aussi montrés extrêmement naïfs en croyant les pétroliers qui disaient avoir besoin de plus d'argent afin de trouver de nouvelles réserves et que le Canada pourrait un jour devenir autosuffisant en pétrole. Tant les gouvernements que les sociétés pétrolières font de mauvaises prévisions de la demande (voir Diag. 4).

QUE DEVRAIT-ON FAIRE?

- Le prix de l'énergie devrait refléter les coûts de plus en plus élevés du développement de nouveaux approvisionnements en pétrole, en gaz et en électricité. Une telle indexation des prix aurait pour effet de favoriser les économies d'énergie.
- Les producteurs d'électricité devraient activement favoriser la cogénération d'électricité plutôt que de la décourager, comme le fait l'Hydro-Ontario.
- On devrait stimuler le rendement énergétique en accordant des déductions fiscales, des réductions des taxes de vente, etc. Les structures actuelles de taxation pour l'industrie sont défavorables aux économies d'énergie.
- Les transports devraient refléter les coûts énergétiques de chaque mode au niveau de la structure des coûts. Les systèmes les plus efficaces devraient recevoir des subsides, les fonds étant obtenus des modes les moins efficaces.
- On devrait décourager l'utilisation de l'automobile en zones urbaines tout en améliorant les transports en commun.
- Des normes d'efficacité énergétique portant sur le minimum d'isolation, l'utilisation de fenêtres triples, dans les cas appropriés, et l'efficacité des véhicules utilisant du pétrole devraient être promulguées.



- Le Code du bâtiment a besoin d'être mis à jour afin d'inclure des normes relatives à l'orientation vers le sud, la récupération thermique et l'isolation.
- Il faut établir des normes rigides de rendement minimal élevé pour les appareils électroménagers, les chaudières et les appareils de climatisation.
- Il faut promouvoir le chauffage urbain.
- Il faut limiter la quantité de chaleur perdue par ventilation afin de favoriser l'utilisation des échangeurs et des récupérateurs de chaleur.
- Il faut mener à bien une importante campagne d'information portant sur les avantages pour la société de l'efficacité énergétique et de l'option de la voie douce.
- Il faut démontrer la faisabilité de l'accroissement de l'efficacité à la consommation et de l'énergie solaire avec des projets bien réels. On a suffisamment effectué de travaux de R et D.

La crise énergétique à court terme est une crise de la demande. La solution à court terme, les économies. La crise énergétique à long terme porte sur les combustibles fossiles et sa solution est l'exploitation des énergies renouvelables.

Les modèles énergétiques du passé ayant été basés sur le pétrole et non sur le solaire, il est difficile d'imaginer un monde "solaire". Mais c'est à notre

génération et, dans une certaine mesure, à ce Comité, à tout le moins au Canada, de prévoir et de planifier cette transformation.

Les décisions que nous prenons aujourd'hui déterminent comment sera notre monde dans quinze ans. Le fait que le Canada soit riche en pétrole ne signifie pas qu'il doive négliger le domaine des énergies renouvelables. Car si nous agissons de la sorte, il arrivera que notre technologie ne pourra plus concurrencer celles des pays qui seront basées sur les ressources renouvelables. Il faudra alors importer des équipements (probablement américains) qui ne seront pas adaptés aux besoins du Canada.

À l'opposé des prévisions pessimistes relatives à l'obtention d'énergie des sources classiques à des coûts sociaux et monétaires astronomiques, celles ayant trait à une stratégie énergétique reposant sur la voie douce et sur une augmentation des efficacités de façon à faire durer suffisamment longtemps les combustibles classiques pour assurer la transition à l'ère solaire sont des plus prometteuses.

Appendices et diagrammes dans les pages qui suivent.

APPENDICE 1 - Documents récents sur les stratégies de restriction de la consommation

Exploring Energy - Efficient Futures for Canada Amory

B. Lovins, 1976. Une population plus nombreuse et jouissant d'un meilleur niveau de vie pourrait habiter ce pays tout en consommant environ moitié moins d'énergie qu'actuellement. (Voir l'appendice 4 pour une étude plus récente des possibilités au Canada.)

Energy in Transition Secrétariat de futurologie, Suède,

1977. Le freinage du taux de croissance de la consommation d'énergie permettra aux ressources renouvelables de devenir des solutions de plus en plus intéressantes. (Il est bien connu que la Suède, dont le niveau de vie est comparable à celui du Canada, consomme environ 50% de moins d'énergie que le Canada par habitant. Les Suédois ont l'intention d'atteindre et de maintenir une croissance énergétique nulle à la consommation à partir de 1990).

A low Energy Strategy for the United Kingdom Gerald Leach,

janvier 1979. L'utilisation des technologies actuelles permettrait à l'Angleterre de réduire ses besoins en énergie, qui sont de 8,7 quads en ce moment, à 8,0 quads en 2025.

The Good News About Energy The U.S. Président's Council on Environmental Quality, février 1979. Des investissements



prometteurs permettant d'accroître la productivité énergétique permettraient à l'économie américaine de fonctionner avec de 30% à 40% moins d'énergie.

Energy Future The Harvard Business School, juillet 1979.

Les économies sont souvent l'option énergétique la moins coûteuse, la plus accessible et la moins nocive. "Au contraire de ce que l'on pense généralement, les économies peuvent stimuler l'innovation, l'emploi et la croissance économique".

L'étude de Harvard conclut aussi qu'il est possible d'améliorer de 30% à 40% l'efficacité énergétique en maintenant, ou même en augmentant, le niveau de vie.

Des études semblables existent pour la France, les Pays-Bas et le Danemark (où l'on a l'intention de ramener la croissance énergétique à 1,5% par an en 1990), l'Allemagne de l'Ouest et la Suisse. Elles soulignent toutes le fait que l'accroissement de la productivité énergétique peut permettre à l'ère du pétrole de durer suffisamment longtemps pour permettre une transition ordonnée vers le solaire.

Les deux plus récentes études faites aux États-Unis sont encore plus encourageantes. La Union of Concerned Scientists en vient à la conclusion "qu'il est possible d'atteindre une économie reposant uniquement sur le solaire dès 2050". On y mentionne aussi que, sans modifier

les politiques actuelles, la contribution des énergies renouvelables sera de 12% en l'an 2000 tandis qu'un programme ambitieux permettrait d'atteindre les 28%.

Enfin, Roger Sant, directeur de l'Energy Productivity Policy Center du Carnegie-Mellon Institute of Research à Arlington (Virginie), disait que les études, comme celle faite au Harvard Business School, qui faisaient mention d'une diminution de 30% à 40% de la demande en énergie pouvaient bien sous-estimer les possibilités. Une réduction de 30% serait justifiée du point de vue économique mais technologiquement on pourrait atteindre une réduction de 60% à 70%.

APPENDICE 2 - Commentaires de l'industrie et des gouvernements sur la gestion énergétique:

"Nous estimons que, si la technologie actuelle était appliquée et développée, la consommation actuelle pourrait être réduite de 30%". - T.P. Jones, assistant secrétaire au ministère de l'énergie du Royaume-Uni, traitant des possibilités de la récupération de la chaleur par l'industrie britannique.

"Il est possible d'obtenir une réduction de 50% de la consommation par produit fabriqué et une telle réduction est de plus en plus probable à mesure que les prix augmentent". - Dr Ian Efford, directeur général du Bureau de la conservation et des énergies, E.M.R. (Ottawa), traitant des possibilités des économies d'énergie pour le secteur manufacturier canadien vers l'an 2000 ou 2010.

"L'industrie du traitement des aliments des États-Unis signale que les 31 sociétés participant à leur programme d'information ont obtenu une amélioration d'efficacité de 17,4% depuis 1972. (cela a été attribué à:) le recyclage de la chaleur de traitement et d'autres méthodes de récupération; l'augmentation de la production nette et de la productivité; l'amélioration des mesures d'entretien; une maintenance soutenue et des révisions complètes de l'appareillage; des programmes de prise de



conscience pour les employés; le remplacement du vieil équipement par des appareils plus récents et plus efficaces; la réduction du chauffage et de la climatisation; etc.". - William S. Brown, Jr., directeur du Corporate Energy Department de Nabisco Inc., traitant de questions relatives aux économies d'énergie par l'industrie aux États-Unis.

"(Jusqu'à maintenant) notre société a réussi à économiser 25%... J'ai mis au défi notre personnel d'exploitation d'obtenir un autre 25%. Je pense que nous devons tenter d'économiser avant que ne surgissent les problèmes. Je ne crois pas que nous ayons subi d'inconvénients jusqu'à maintenant". G.S. Duffus, gérant du Plant Engineering and Environment Control de Westinghouse du Canada Ltée, Hamilton, Ontario.

"La récupération thermique portant sur la ventilation et le traitement pourra peut-être permettre de réduire la consommation totale pour le chauffage d'environ 60%, de 4,6 Twh/an à 1,7 Twh/an". Jorgen S. Nielsen, chef au ministère de l'énergie du Danemark, traitant des possibilités des économies d'énergie jusqu'en 1984 dans le domaine du chauffage des édifices industriels au Danemark.

"En 1973, nous avons consommé 63 000 BTU par dollar de PNB. En 1978, seulement cinq ans plus tard, nous n'avons consommé que 56 000 BTU, soit une diminution de plus de 10%. En d'autres termes, nous maintenions une

productivité économique équivalente en utilisant 10% de moins d'énergie". Roger W. Sant, directeur du Energy Productivity Policy Center du Carnegie-Mellon Institute, traitant de l'économie des économies d'énergie.

### APPENDICE 3 - Exemples pratiques d'économies d'énergie

L'édifice le plus efficace du point de vue énergétique au monde est le Gulf Canada Centre situé à Calgary (Alberta). Il ne contient pas de système de chauffage classique. Il nécessite 10,5 kWh/pi<sup>2</sup> qui sont obtenus par la chaleur dégagée par les ampoules d'éclairage, le personnel et les machines de bureau. Un édifice moyen de 20 étages de Calgary consomme 53 kWh/pi<sup>2</sup> soit 400% plus d'énergie sous la forme de chaleur.

On ne devrait pas installer de système de chauffage classique dans les nouveaux édifices à bureaux au Canada. Si, comme c'est le cas de l'édifice Gulf, ils possèdent des fenêtres à verre à double revêtement, leur principal problème sera celui de la climatisation et non du chauffage.

L'édifice Hydro Place à Toronto (Ontario) est un autre exemple canadien d'efficacité énergétique. Il ne consomme que 17 kWh/pi<sup>2</sup> et n'a pas de chaudière.

La Combustion Engineering Superheater Ltd. d'Ottawa a réduit ses coûts de service totaux de 42% à son usine de Cornwall (Ontario), qui sont passés de \$62 000 à \$35 000 par an.

Il en est résulté une économie de \$27 000 par an pour des déboursés de \$85 000 pour les mesures



économisatrices d'énergie. L'un des points les plus intéressants du programme de gestion énergétique de la Combustion Engineering a été la réduction de la consommation de gaz naturel de 75%.

Le réglage plus bas des thermostats pendant la nuit, une meilleure isolation, la récupération de la chaleur perdue dans les bureaux pour le chauffage de l'usine et l'abaissement de la température au niveau du plafond de l'usine, situé à une hauteur de 62 pieds, ont permis d'obtenir cette économie. On a remplacé 84 lampes à vapeur de mercure par 35 lampes à sodium sous pression ce qui a permis de réduire les coûts en électricité de 26% tout en accroissant l'éclairage de 50%.

L'usine de fabrication de chaussures Bata située à Picton en Ontario a opté pour la récupération de la chaleur afin d'économiser l'énergie. À l'hôpital Centennial de Downsview (Ontario), l'air froid provenant de l'extérieur est réchauffé par un échangeur de chaleur ce qui permet de réaliser une économie de 30% en gaz naturel. Un club de curling situé à Portage La Prairie (Manitoba) génère 750 000 BTU par heure qui sont utilisés pour le chauffage d'un édifice adjacent. Une serre de un acre de superficie située à Calgary est chauffée par la chaleur produite par une station de compression de gaz naturel. À l'usine Weetabix située à Cobourg (Ontario) on utilise la chaleur

produite par le four fonctionnant à 220° pour chauffer un édifice de 40 000 pieds carrés. Les 2 5000 pi<sup>2</sup> d'une maison de Saskatoon consomment annuellement 14,6 kWh/pi<sup>2</sup> pour le chauffage, soit la moitié de la valeur moyenne à Saskatoon, grâce à une isolation R-36 au niveau du plafond et d'autres mesures d'économie. Les maisons construites par Enercon Building Corporation à Regina peuvent être chauffées pour \$100 par saison, soit 60% de moins que les maisons de taille semblable.

## APPENDICE 4 - Potentiels en énergie renouvelable par province

### Colombie-Britannique

L'utilisation réunie de la biomasse, de l'hydro-électricité et du solaire pourrait permettre d'atteindre un pourcentage d'utilisation d'énergie renouvelable se situant entre 48% et 68%, tout dépendant du prix du pétrole.

En se limitant aux installations hydro-électriques en voie de construction et à la production de carburant hybride hydrogène-méthanol, et en supposant aucun approvisionnement électrique à partir du vent, du géothermique, de l'utilisation directe du soleil et des marées, la province pourrait être autosuffisante en énergie renouvelable en 2025.

### Alberta

Ici, la ressource naturelle demeure le pétrole et le gaz même dans le cadre d'une planification à long terme. La province pourrait cependant faire appel à un approvisionnement en énergie renouvelable de 22% en 2025.

### Saskatchewan

Cette province pourrait tirer de 68% à 100% de son énergie de sources renouvelables en 2025, tout dépendant si sa demande de 1975 de 233,8 PJ augmenterait à 341,3 PJ ou serait réduite à 156,9 PJ.



## Manitoba

Cette province pourrait tirer 72% de son énergie de sources renouvelables en 2025. Cette valeur porte aussi sur le secteur agricole. Ceci s'avère d'autant plus intéressant que les chercheurs pensent que la demande à la consommation augmentera, par rapport aux données de 1976.

## Ontario

La demande annuelle à la consommation de l'Ontario demeurera la plus élevée au Canada, mais 65% de celle-ci pourrait être satisfaite par des énergies renouvelables.

Une augmentation de 50% de l'efficacité énergétique des maisons individuelles existantes, une augmentation de 40% dans le cas des maisons en rangée, une économie de 25% pour les immeubles de rapport et une amélioration de 75% dans le cas des nouvelles unités construites à partir de 1985, soit une amélioration générale de 40%, se traduirait par une demande pour le secteur résidentiel de 458 PJ dont 361 PJ en énergie thermique de faible température et le reste en électricité.

En 2025, l'énergie solaire directe fournira de 80% à 90% de l'énergie thermique à basse température en Ontario. Une utilisation réunie des énergies hydrauliques, photovoltaïques et éoliennes devrait fournir 74% de l'énergie électrique de la province, ou légèrement en deça de 60% si le différent avec les Indiens du Nord ontarien relatif aux réseaux hydrographiques peut être réglé.

### Québec

La demande primaire qui était de 1 257 PJ en 1975 pourrait être ramenée à 942 PJ en 2025 et 100% de la demande pourrait être satisfaite par des énergies renouvelables.

La demande pourrait être satisfaite à 49,5% par l'énergie solaire classique et le photovoltaïque, à 42,9% par la biomasse sous forme de combustibles solides ou de carburants liquides provenant des forêts ou de la récupération des déchets, à 6,2% par l'hydraulique à petite échelle et à 2,1% par le vent.

### Nouveau-Brunswick

Cette province pourrait économiser suffisamment d'énergie pour satisfaire à de 87% à 99% de ses besoins par des énergies renouvelables en 2025, et ce, sans faire appel à une option aussi risquée que l'énergie des marées.

Les chercheurs soulignent qu'un tel but peut être atteint en supposant des niveaux de croissance économique et d'emploi plus élevés que ceux que l'on note en ce moment au Nouveau-Brunswick.

### Nouvelle-Écosse

Nous ne disposons pas encore de données pour cette province, mais ses ressources renouvelables comprennent d'importantes forêts, de bons vents côtiers et suffisamment d'énergie solaire pour satisfaire à une partie importante des besoins de chauffage si l'on fait appel à une conception adéquate des constructions et à des modifications des structures actuelles.

### Île-du-Prince-Édouard

La demande à la consommation pourrait passer de 6,3 PJ (1975) à 5,7 PJ (2025) dont 96% proviendraient de ressources renouvelables. La biomasse joue un rôle clé dans toute stratégie à énergie douce dans cette province.

### Terre-Neuve

Cette province pourrait tirer de 40% à 59% de son énergie de ressources renouvelables en 2025. La province ayant été désavantagée depuis longtemps, il pourra s'avérer nécessaire de faire appel à une plus importante consommation d'énergie classique pour lui permettre de rattraper le centre du pays.

En 2025, l'hydraulique pourrait fournir entre 43 et 65 PJ, le solaire 15,8 PJ et le bois 3,9 PJ. On pense que le vent pourrait fournir 0,32 PJ afin de remplacer l'électricité obtenue par moteurs diesel. Mais à plus long terme, et tout dépendant du développement de la technologie des éoliennes, le vent pourrait être la deuxième source d'énergie, après l'hydro-électricité, à Terre-Neuve.



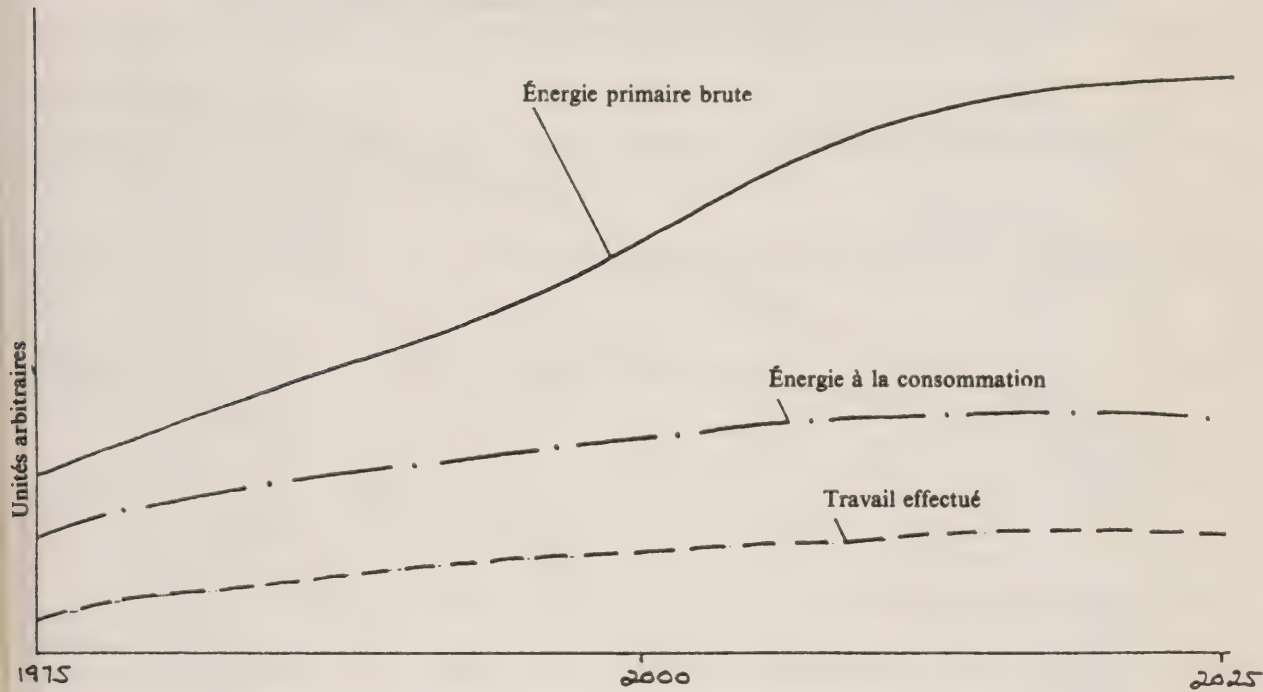
On peut obtenir des renseignements plus détaillés  
sur ces études à l'adresse suivante:

Friends of the Earth  
C.P. 569  
Succursale B  
OTTAWA K1P 5P7

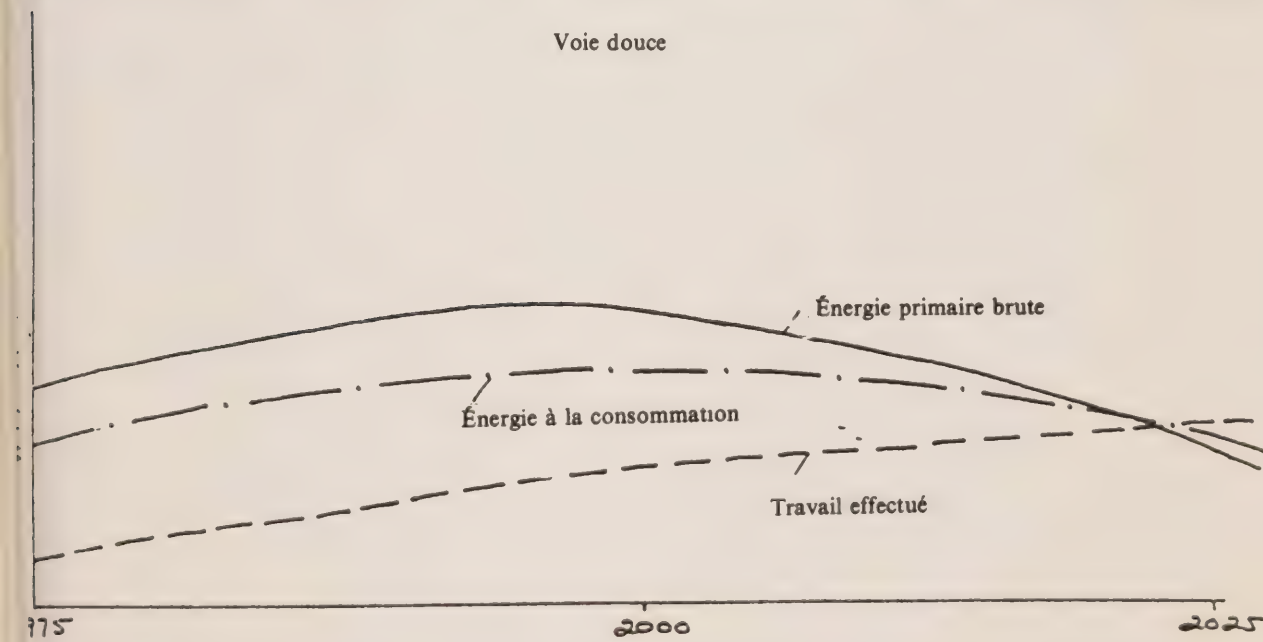
Courbes des énergies primaires et secondaires

DIAGRAMME 1

Voie dure

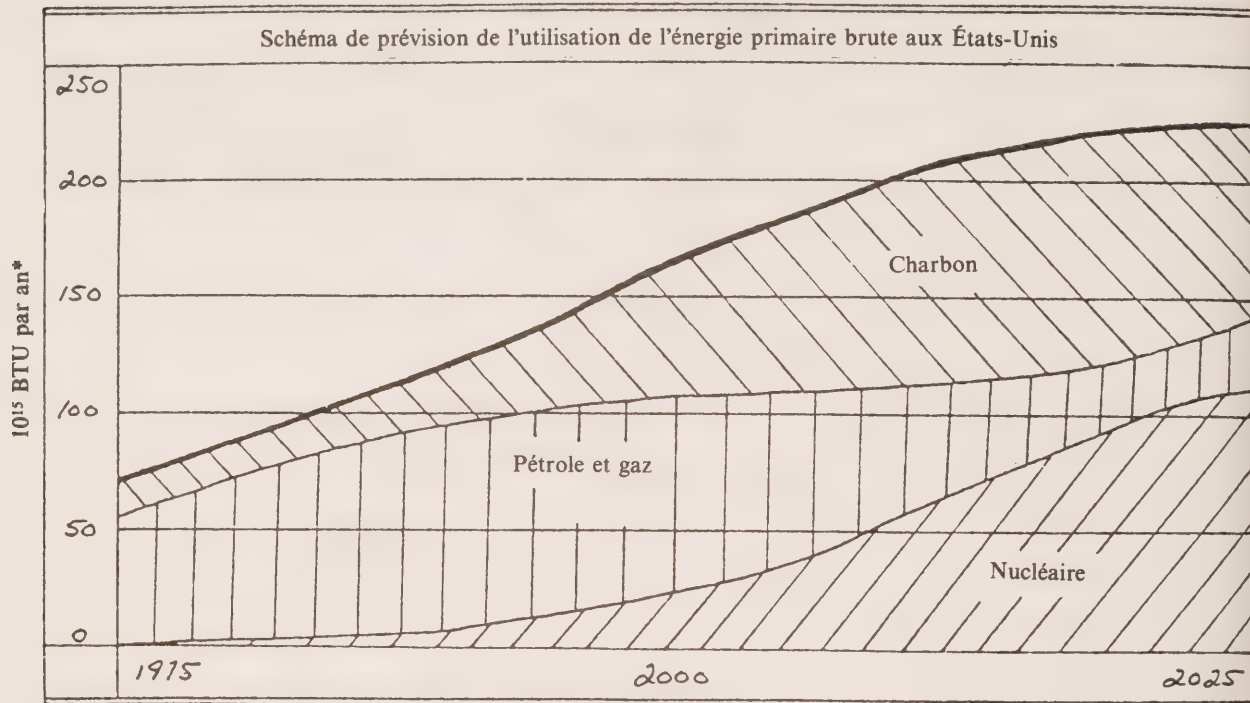


Voie douce



## Voies dures — États-Unis

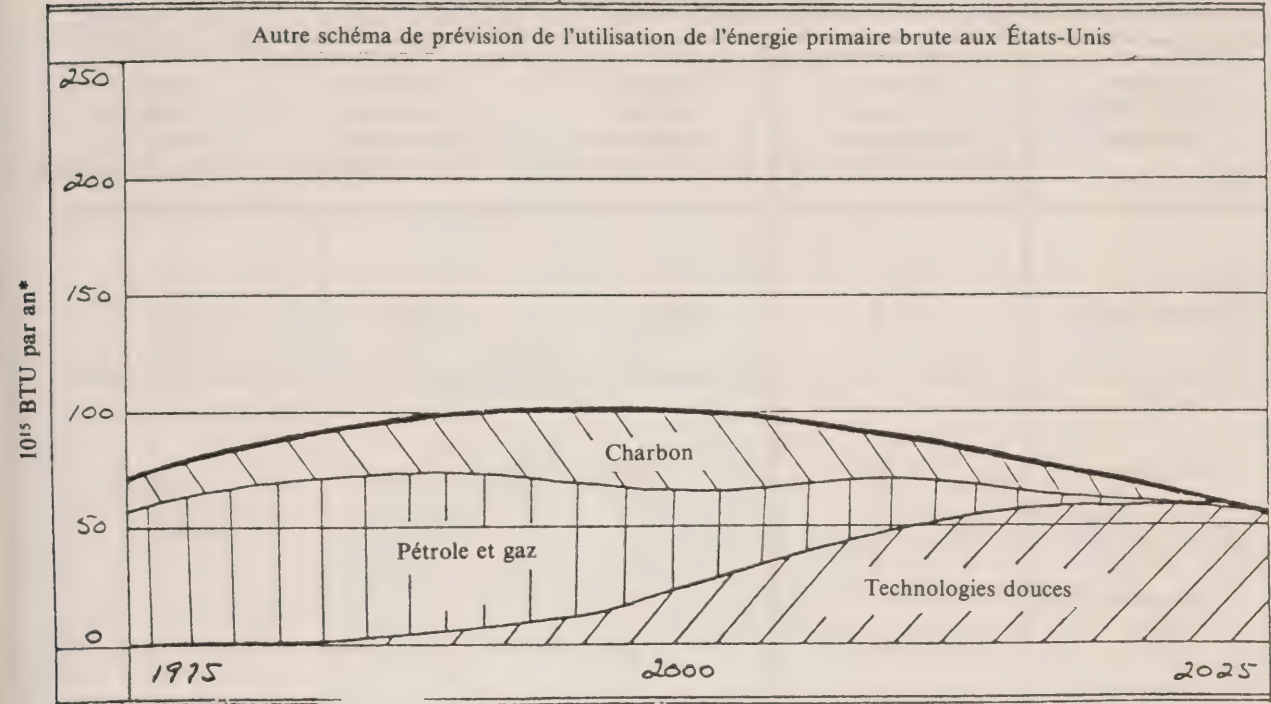
DIAGRAMME 2



\*soit:  $10^{18}$  joules par an



Voies Douces — États-Unis



\*soit: 10<sup>18</sup> par an

## DIAGRAMME 3

## Apports des énergies renouvelables en l'an 2000

Basé sur des prévisions de EMR

Sources renouvelables d'énergie	Colonne 1 Croissance énergétique de 3% (12,8 quads/an)	Colonne 2 Croissance énergétique de 2% (11,2 quads/an)	Colonne 3 Croissance énergétique de 0% (8 quads/an)	Colonne 4 Croissance énergétique de -1% (6,4 quads/an)
Hydro-électricité	25 %	28.6 %	40 %	50 %
Biomasse	10 %	11.4 %	16 %	20 %
Chauffage solaire actif	2 %	2.3 %	3.2 %	4 %
Chauffage solaire passif	1.5 %	1.7 %	2.4 %	3 %
Vent et autres sources	1 %	1.1 %	1.6 %	2 %
total	39.5 %	45.1 %	57.2 %	79 %

Total\*Colonne 1 — données tirées du Mémoire présenté au Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole (Jeff Passmore, 1980)

DIAGRAMME 4

Prévisions de la demande en énergie primaire  
aux États-Unis en l'an 2000

Année	Retour à la nature	Prévision minimale	Prévision modérée	Prévision maximale
1972	125 (Lovins)	140 (Sierra Club)	160 (AEC)	190 (FPC)
1974	100 Fondation Ford	124 Fondation Ford	140 (ERDA)	160 Services publics
1976	75 (Lovins)	89-95 (Lovins)	124 (ERDA)	140 Services publics
1978	33 (Steinhart)	63-77 (NAS)	96-101 (Weinberg)	124 (Lapp)

(Les données sont en quads)

(«Resurgence», janv.-fév., 1979, no 72)



**APPENDICE «AEEA-13»**

**CONSEIL ÉCONOMIQUE DU CANADA**

**COMITÉ DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE**

Mot de présentation

par

Peter M. Cornell  
Conseiller en chef du

**CONSEIL ÉCONOMIQUE DU CANADA**

## COMITÉ DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE

Mot de présentation  
par

Peter M. Cornell  
Conseiller en chef du  
CONSEIL ÉCONOMIQUE DU CANADA

J'ai l'honneur de venir témoigner devant vous. Sans pouvoir traiter de la technologie ou de l'économie de l'énergie de remplacement dans ses formes et ses emplois, nous sommes en mesure d'exposer certaines conséquences que pourraient avoir sur les principales caractéristiques de l'économie canadienne quelques solutions de rechange en matière de prix, d'investissement, de production, de répartition des recettes et de comportements commerciaux dans le domaine de l'énergie. Le modèle CANDIDE 2.0 entièrement refait, du Conseil, ayant trait à notre économie, nous a été fort utile en ce sens. Même si nous nous proposons uniquement d'illustrer certaines des corrélations entre l'énergie et l'économie en général, il nous fait plaisir d'offrir nos services à votre comité d'étude et, en particulier, notre aide afin de déterminer la portée des solutions de rechange que votre comité voudrait nous proposer.

Tout en étant très utiles, les modèles économétriques comportent aussi des limites. Le modèle CANDIDE constitue une tentative afin de saisir un nombre considérable de relations importantes dans notre économie et d'en calculer la puissance, en s'appuyant surtout sur les expériences passées. Les réponses fournies par le modèle, et qui prennent la forme de descriptions numériques de scénarios, de simulations, d'extrapolations et de prévisions, dépendent des questions posées et de certaines hypothèses de travail à l'égard des événements à venir, notamment le cadre politique. De plus, les résultats ne sont, bien entendu, que le reflet de l'aptitude du modèle à saisir les traits de comportement de tous les participants au système économique (aptitude que nous vérifions systématiquement tous les ans). Les résultats sont donc des estimations de l'avenir; ce sont des probabilités dont certaines peuvent être calculées alors que d'autres sont qualitatives ou affaire de jugement.

Mais les résultats sont mieux encore. Ils sont le produit d'une méthode rigoureuse et systématique, d'une méthode qui oblige ses utilisateurs à être logiques et explicites par rapport à la fois aux caractéristiques du système économique et aux conditions de son fonctionnement.

Élaborons quelque peu là-dessus. Si, par exemple, les ménages canadiens augmentent leurs dépenses en énergie, le revenu qui en découle va quelque part. Où? Est-ce que les sommes sont justes? Le modèle nous oblige à tenir compte de toutes les sommes. Il nous oblige également à tenir compte des rapports entre le passé, le présent et l'avenir. Si les gouvernements, à tous les paliers, enregistrent des déficits plus considérables maintenant, ils cumuleront des dettes plus considérables aussi, avec des conséquences financières qu'il faut prévoir. Ou encore, si les travailleurs canadiens voient leur revenu réel s'amoinrir à la suite de la hausse rapide des prix, il nous faut imaginer leur façon de réagir. Si nous nous intéressons aux conséquences futures d'une nouvelle hausse du prix réel de l'énergie, il faut nous demander quels seront les effets de telle et telle hausse sur l'Indice des prix à la consommation, par exemple, ou la balance des paiements internationaux, ou la position fiscale des gouvernements.

Par-delà ces caractéristiques, notre modèle, dans sa nouvelle formule, peut-être utilisé facilement et à peu de frais et peut être amené à répondre rapidement à des nouvelles demandes de renseignements. Il est possible en outre de disposer tant les hypothèses sous-jacentes que les conclusions finales de manière à ce que quiconque puisse en saisir la portée.

C'est pourquoi nous vous invitons à faire de nouveau appel à notre modèle à mesure que vos travaux se déroulent et que se précisent vos besoins. Vous pourrez préciser les variables économiques qui vous intéressent le plus. Vous pourrez insérer les situations et les solutions politiques que vous souhaitez approfondir. Vous pourrez

vous assurer de ce que l'équipe à l'œuvre, la nôtre ou une nouvelle équipe, soit explicite quant aux qualités et aux défauts du modèle.

Comme la qualité se révèle à l'usage, pour vous montrer comment le modèle peut aider à évaluer à quel point l'économie de demain peut être sensible à toute modification de la conjoncture économique et de la politique gouvernementale, nous aimerions vous présenter, pour mieux nous comprendre mutuellement, un certain nombre de scénarios pertinents, croyons-nous, à vos travaux.

Nous avons d'abord établi un cas témoin, appelé projection initiale, qui servira de point de comparaison aux solutions de rechange. Nos solutions de rechange consistent à modifier la fixation du prix de l'énergie et les scénarios d'investissement dans l'énergie déterminés pour notre solution initiale. Les comparaisons nous permettent de retracer quels effets auront les décisions relatives à la fixation du prix du pétrole ou au retrait d'un grand nombre de projets d'investissement d'envergure dans le domaine de l'énergie sur divers indicateurs économiques, notamment:

- l'emploi
- le salaire réel
- l'Indice des prix à la consommation
- la balance des paiements internationaux
- le déficit du gouvernement fédéral et les surplus des gouvernements provinciaux, et
- le financement des investissements

Nous aurions souhaité que nos projections aboutissent à une situation idéale. Il n'en est rien, malheureusement. Où que nous allions, le choix sera difficile pour le Canada. Pendant longtemps le Conseil a soutenu que dans l'intérêt aussi bien de la conservation que du développement, les prix canadiens du pétrole devaient, à moyenne échéance, tendre à rejoindre les prix mondiaux (tout en tenant compte des hausses du prix du pétrole aux États-Unis). Comme l'indiquent cependant nos projections, en réduisant cet écart on ferait grimper l'Indice des prix à la consommation et baisser, pendant quelque temps au moins, la croissance réelle de l'économie. La mesure affecterait aussi la position fiscale des gouvernements fédéral et provinciaux. Le moment où ces effets se feront sentir, ainsi que leur ampleur, dépendent de la voie adoptée pour la fixation du prix du pétrole. Le modèle peut servir à révéler les dilemmes en cause.

Pour prendre un autre exemple, nos projections démontrent que s'il fallait supprimer quelques-uns des projets majeurs d'investissements reliés à l'énergie, qui font partie de notre situation initiale, notre balance des comptes courants pour les paiements internationaux s'en trouverait améliorée à court terme. L'amélioration serait toutefois de courte durée puisque le Canada devrait par la suite augmenter ses importations de pétrole. Par ailleurs, le déficit fédéral s'en trouverait accru et il faudrait, assez curieusement, recourir un peu plus aux capitaux étrangers.

Ces exemples ne font que confirmer la nécessité d'être très précis dans l'établissement des hypothèses de base et des changements de politique que vous voudriez mettre à l'épreuve. Sur ce, je vous invite à nouveau à faire appel à nos services dans la poursuite de vos travaux. Cela dit, je prie M. Ross Preston, directeur de l'équipe de notre projet CANDIDE, de bien vouloir donner un exposé plus détaillé. Vous pourrez demander des explications au fur et à mesure mais il serait préférable, je crois, de poser les questions de fond sur les options et les risques après la communication de M. Preston.

Je tiens à préciser que les projections dont nous ferons état sont celles du personnel de recherche du Conseil économique. Elles ne représentent pas nécessairement l'avis de la direction. Le Conseil se prononcera lors de la publication, cet automne, de sa Dix-septième revue annuelle.



**APPENDICE «AEEA-14»**

Documentation technique

établie pour le

Comité de l'énergie de remplacement  
du pétrole

par

le personnel de recherche du

Conseil économique du Canada

le 30 juillet 1980

**INTRODUCTION**

Le Comité de l'énergie de remplacement du pétrole a reçu le mandat d'étudier les sources et les techniques de remplacement du pétrole d'après les critères que voici: 1) la possibilité technologique et la rentabilité économique; 2) les avantages sociaux et relatifs à l'environnement; 3) la balance des paiements; 4) les avantages quant à l'ensemble de l'économie et 5) les options de nature à réduire la dépendance à l'égard du pétrole.

La fixation des prix et les conséquences des décisions d'investir dans le domaine de l'énergie sont des aspects qui recoupent les critères déjà mentionnés. La fixation du prix du pétrole au Canada est une question bien particulière. Dans sa 16<sup>e</sup> Revue annuelle, le Conseil économique du Canada établissait certaines possibilités touchant le prix canadien du pétrole. Il faisait état, pour chacune, des conséquences de la politique de la fixation des prix du pétrole canadien sur l'inflation, la croissance et la situation financière des gouvernements fédéral et provinciaux. Depuis la publication de la 16<sup>e</sup> Revue annuelle, nos travaux sur la question de l'établissement du prix du pétrole se sont enrichis de nouvelles constatations et notamment d'une analyse sur les propositions de fixation d'un prix combiné.

La fixation du prix du pétrole et l'investissement dans l'énergie sont en relation étroite. Notre évaluation la plus récente du moyen terme comporte une analyse de l'opportunité et de l'ampleur d'un grand nombre de projets importants dans le domaine de l'énergie. Il ressort de cette analyse que les projets d'investissement auront une influence énorme sur la croissance et la demande dans les premières années de la nouvelle décennie. Ils marqueront en outre de façon substantielle la balance des paiements et la composition de l'épargne dans la deuxième moitié de la décennie.

Les conclusions du présent document ont été produites au moyen de l'instrument analytique du Conseil économique du Canada appelé le Modèle CANDIDE 2.0. On trouvera dans les pages qui suivent un exposé sur les perspectives économiques actuelles du Canada. Cette vue d'ensemble repose sur un noyau d'hypothèses contenues au chapitre qui suit. Après avoir exposé les perspectives actuelles à moyen terme de l'économie canadienne, nous présentons certaines solutions de rechange qui découlent d'une modification des hypothèses entourant notre exemple de base relatif à la fixation du prix de l'énergie et aux investissements dans ce domaine. En comparant notre exemple de base et les solutions de rechange nous pouvons esquisser les conséquences des diverses possibilités en matière de fixation du prix de l'énergie et des investissements dans ce domaine.

## HYPOTHÈSES DE NOTRE EXEMPLE INITIAL TOUCHANT L'ENVIRONNEMENT EXTÉRIEUR, L'ÉNERGIE ET LA POLITIQUE INTÉRIEURE

Avant d'aborder les solutions de rechange, voyons d'abord quelles sont les hypothèses qui entourent notre projection initiale. Cet exemple initial servira de point de comparaison par rapport aux solutions de rechange que nous aurons élaborées. Ces hypothèses peuvent se répartir en trois catégories principales: 1) celles qui sont directement reliées à l'environnement externe (États-Unis et autres pays de l'OCDE); 2) celles qui sont étroitement reliées à la fixation du prix de l'énergie et à l'investissement au Canada, et 3) celles qui se rattachent à la politique financière et monétaire du Canada.

Le Tableau 1 renferme les principaux indicateurs du rendement prévu aux États-Unis et dans les autres pays de l'OCDE pour la période 1980-1987. On y observe un rendement faible pour les pays de l'OCDE et en particulier pour les États-Unis en 1980. La même tendance se poursuit en 1981. Entre 1981 et 1982 on constate une légère remontée de la croissance réelle tant aux États-Unis que dans les pays de l'OCDE. Aux États-Unis, le taux de chômage devrait atteindre 8 pour cent pour se situer ensuite à proximité du 7 pour cent en avançant vers le milieu de la décennie. Il y a lieu de croire que le taux de l'inflation approchera du 14 pour cent aux États-Unis en 1980 pour se fixer en moyenne au-dessus de 8 pour cent le reste de la décennie. Les taux d'intérêt américains devraient fléchir par rapport à leurs niveaux actuels pour atteindre près de 8,5 pour cent vers le milieu de la décennie.

Tableau 1  
Hypothèses touchant l'environnement extérieur—avril 1980

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
<b>OCDE</b>								
Production industrielle (différence de pourcentage)	0.9	2.1	5.8	4.7	4.3	4.1	4.2	3.8
<b>États-Unis<sup>1</sup></b>								
DNB réelle (différence de pourcentage)	-0.1	0.9	3.6	3.1	2.8	2.5	3.0	3.7
Production industrielle (différence de pourcentage)	0.5	1.9	5.0	4.8	4.4	3.7	3.6	3.4
IPC (différence de pourcentage)	13.8	9.9	8.4	8.3	7.7	8.0	8.1	8.2
Chômage (niveau du pourcentage)	7.0	7.8	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0	7.0
Taux d'intérêt à court terme (niveau du pourcentage)	15.0	13.2	10.6	9.1	8.6	8.3	8.4	8.4
<b>Outre-mer<sup>2</sup></b>								
Production industrielle (différence de pourcentage)	3.2	4.0	4.7	4.7	4.6	4.7	4.7	4.7
<b>Pétrole brut</b>								
Prix international <sup>2</sup> -\$ can. (différence de pourcentage)	41.3	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0

<sup>1</sup>Les dernières projections disponibles de Wharton Econometric Forecasting Associates, Philadelphie, (Pa), en date d'avril 1980.

<sup>2</sup>Prévisions du Conseil économique du Canada, avril 1980.

Il s'agit donc d'un rendement très médiocre tant pour les États-Unis que pour les autres pays de l'OCDE. La reprise de 1981-1982, pour les États-Unis, ne n'apparente en rien à celle qui a suivi la chute de 1974-1975. La croissance réelle des États-Unis au cours de 1976 avait presque atteint 7 pour cent. La période 1981-1984 ne promet rien de semblable. Le plus grave c'est que les secteurs mous aux États-Unis sont d'une grande importance pour les exportations canadiennes: automobiles, machinerie agricole, acier, bois d'œuvre.

Le prix international du pétrole dans notre exemple initial suit de près une hausse de 9 pour cent par année entre 1981 et 1987, après une majoration substantielle en 1980. Les prix internationaux du pétrole vont donc augmenter de un et demi à deux points de pourcentage de plus annuellement que les prix intérieurs canadiens après 1983.

Dans notre projection initiale nous avons supposé que le prix intérieur du pétrole brut serait régi par les ententes actuelles entre le gouvernement fédéral, les provinces productrices et les producteurs. Nous supposons également que le prix du pétrole brut à la source progressera au rythme de \$2 le baril par année et que le partage des recettes entre les provinces productrices, les producteurs et le gouvernement fédéral demeurera le même que maintenant. Nous comptons en outre sur le maintien du programme fédéral de subventions à l'importation du pétrole.

Le Tableau 2 résume les principaux investissements énergétiques en cours ou prévus pendant la période 1980 à 1990, dont les effets entrent en ligne de compte dans notre exemple initial. On trouve au Tableau 3 un résumé des hypothèses relatives à la politique intérieure qui sous-tendent notre projection initiale. Ces hypothèses seront, bien entendu, modifiées lorsque nous étudierons les solutions de rechange.

Tableau 2

Étapes des grands projets d'investissement dans l'énergie, 1980-1990<sup>1</sup>

Projet	Début	Point culminant	Fin
Élargissement de Syncrude	1980	1981-1982	1988
Alsands	1981	1984-1985	1987
Gazoduc Q et M	1981	1982	1984
Gazoduc de la Route de l'Alaska	1981	1983-1984	1987
Cold Lake	1988	1992-1993	1995
Gazoduc de la côte atlantique	1988	1990	1992

<sup>1</sup>Prévisions du Conseil économique du Canada

Tableau 3

Hypothèses touchant la politique intérieure, avril 1980<sup>1</sup>

Fixation du prix du pétrole	2\$ le baril par année (parité avec le prix de .85 du gaz naturel) et maintien du partage actuel des revenus entre les provinces productrices, les producteurs et le gouvernement fédéral. Maintien du programme fédéral de subventions à l'importation du pétrole.
Politique fiscale	Maintien de toutes les politiques actuellement en vigueur.
Politique de dépenses	Restriction gouvernementale à 1 pour cent par année de la croissance réelle des biens et services. Maintien de tous les transferts indexés. Renégociation en 1981-1982 du financement du programme établi d'après les données existantes. Maintien des paiements de péréquation et des ententes sur les points fiscaux.
Politique monétaire	Les taux canadiens suivent les taux américains à la baisse à mesure que la décennie s'écoule. Les objectifs de croissance de la masse monétaire se situent entre 7 et 9 pour cent.

<sup>1</sup>Prévisions du Conseil économique du Canada

Voici donc un aperçu des hypothèses par ailleurs très détaillées sur lesquelles reposent les calculs de notre exemple initial. On y décèle cependant les forces extérieures actuelles qui ne manqueront pas d'influer sur l'économie canadienne au cours des cinq prochaines années.

## SOMMAIRE DE LA PROJECTION INITIALE

Notre projection initiale fait ressortir les nombreux problèmes auxquels nous faisons présentement face dans le cadre d'une politique intérieure inchangée, sans modification des ententes sur la fixation du prix du pétrole, et



devant une perspective mondiale des plus terne. En résumé, les principaux points qui vous intéressent vous seront révélés par une étude attentive du Tableau 4. Les voici:

- Une croissance réelle extrêmement faible en 1980 et une reprise sans éclat en 1981-1983. Pendant toute la période, la croissance atteint presque son potentiel pendant 2 années seulement.
- L'inflation devrait se situer dans les deux chiffres en 1980 et les taux élevés se poursuivront en 1981. A longue échéance, la tendance devrait se ranger entre 7 et 8 pour cent.
- Les taux de chômage demeurent au-dessus de 7 pour cent jusqu'en 1982. Ils glissent ensuite vers le 6 pour cent vers le milieu de la décennie.
- Un déclin continu du taux de croissance des salaires réels jusqu'en 1982 et une remontée minime seulement de la croissance par la suite.
- La croissance du salaire nominal entre 10 et 11 pour cent de 1981 à 1983 et une tendance se situant longtemps à près de 10 pour cent.
- Une chute du taux de l'épargne personnelle par rapport au niveau élevé actuel qui atteint plus de 10 pour cent, à cause de l'érosion de l'incitation à l'épargne personnelle provenant de l'inflation.
- Un pourcentage accru des recettes consacré aux investissements vu les projets énergétiques nombreux et importants qui devraient surgir dans la première moitié de la décennie.
- La poursuite des déficits fédéraux et des surplus provinciaux.
- Une amélioration de l'équilibre budgétaire à cause d'un pourcentage de la DNB provenant d'une augmentation des exportations de gaz naturel et d'une faible récupération extérieure.
- Un mauvais rendement du taux de croissance de la production par heure-personne dû principalement au rajustement cyclique actuellement en cours dans les économies de nos partenaires commerciaux.

Tableau 4  
Quelques indicateurs — Projection initiale<sup>1</sup>  
(hausse du pourcentage)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Produit national brut (\$ de 1971)	0.2	2.0	3.0	2.8	3.3	2.8	2.8	3.0
Indice des prix à la consommation	10.2	10.3	9.7	8.5	7.8	6.9	7.3	7.2
Taux de chômage (niveau)	7.6	7.4	6.7	6.4	6.1	6.1	6.1	5.8
Main-d'œuvre	2.3	2.1	1.9	2.0	2.0	1.8	1.7	1.6
Emploi	2.2	2.4	2.6	2.3	2.3	1.8	1.8	1.9
Productivité	-2.0	-0.3	0.4	0.8	1.3	1.4	1.3	1.5
Taux du salaire réel	-2.4	-1.7	-0.7	0.7	1.1	1.8	1.0	1.5
Taux du salaire nominal	9.9	11.0	11.8	11.3	11.1	10.3	10.1	10.5
Taux de l'épargne (niveau)	10.3	9.6	8.8	8.5	8.2	8.1	7.9	7.6
Taux de participation (niveau)	62.2	62.6	62.9	63.3	63.9	64.3	64.8	65.1
Investissements réels (% de la DNB)	22.4	22.7	23.2	23.5	23.7	24.7	25.0	25.3
Déficit fédéral (% de la DNB)	-4.0	-4.3	-3.9	-3.7	-3.1	-2.9	-2.5	-2.3
Surplus des provinces (% de la DNB)	0.8	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.2	1.1
Balance des paiements								
Équilibre des comptes courants (% de la DNB)	-2.1	-1.9	-2.1	-2.3	-2.5	-2.4	-2.6	-2.7
Équilibre énergétique (% de la DNB)	1.3	1.5	1.4	1.0	0.8	0.7	-0.0	-0.5
Équilibre autre qu'énergétique (% de la DNB)	-3.3	-3.4	-3.5	-3.3	-3.4	-3.1	-2.7	-2.2

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980

## LA QUESTION DU PRIX CANADIEN DU PÉTROLE

La Seizième revue annuelle du Conseil économique du Canada retraçait la portée de la hausse du prix intérieur du pétrole sur l'indice des prix à la consommation, la croissance réelle, le revenu réel, le déficit fédéral et les surplus des provinces. Le gouvernement fédéral et les provinces productrices n'en sont pas venus jusqu'à maintenant à une nouvelle entente. Les hypothèses de notre projection initiale sont donc fondées sur les ententes actuelles relatives à la fixation du prix du pétrole et à la disposition des revenus tirés du pétrole.

La décision touchant la fixation du prix du pétrole aura une influence majeure sur les perspectives à moyen terme. Voici trois possibilités d'intervention que nous comparons à notre exemple initial pour la période 1980-1990. La première adopte la législation actuelle et le partage actuel des revenus mais hausse le prix au point de livraison à Toronto à un rythme annuel de 4\$ le baril plutôt que 2\$ le baril annuellement. La deuxième prévoit une hausse du prix canadien du pétrole selon une formule combinée tout en prévoyant un taux de croissance faible du prix du gaz naturel. La troisième adopte la formule à prix combiné de la deuxième mais prévoit un taux de croissance élevé du prix du gaz naturel. Pour les deux projections fondées sur le prix combiné nous supposons également l'arrivée à échéance du financement du programme de subventions des importations de pétrole tiré des recettes générales pour 1983-1984.

Quelles conséquences aura le fait de passer des ententes actuelles sur le partage des revenus de 2\$ le baril à des ententes similaires où le baril coûterait 4\$? Pour la période 1980-1985, la différence dans le taux de l'inflation mesuré d'après l'IPC est d'environ un point entier de pourcentage entre notre projection de 2\$ le baril et celle de 4\$ le baril (Tableau 6). Cela confirme nos conclusions parues dans la Seizième revue annuelle du Conseil économique du Canada, à l'effet que *pour chaque dollar d'augmentation par baril du prix canadien du pétrole, l'IPC augmente d'environ un demi-point de pourcentage.*

Le fait de passer à 4\$ le baril de pétrole entraîne aussi une réduction de 2 à 3 dixièmes de point de pourcentage de la croissance réelle (DNB, Tableau 5). Cela provient de la réduction du taux de croissance du revenu réel en raison de la hausse des prix à la consommation (Tableau 6).

Le gouvernement fédéral pourrait laisser les consommateurs négocier pour parer la perte du revenu réel ou il pourrait compenser, ainsi qu'il était proposé dans le budget déposé en décembre 1979 à la Chambre des communes. Le premier cas donnerait lieu à une baisse moins importante du revenu réel, mais les taux d'inflation seraient plus élevés par suite de la pression à la hausse du coût unitaire accru de la main-d'œuvre. La compensation par le gouvernement atténuerait à courte échéance la baisse du revenu réel disponible, aux dépens d'un déficit fédéral plus élevé découlant des ententes actuelles sur les redevances.

La différence de conséquences selon que le prix est fixé à 2\$ ou à 4\$ le baril, sur le déficit fédéral et les surplus des provinces, est nette (Tableau 7). En ce qui a trait au déficit fédéral, une hausse du prix canadien signifie une baisse des subventions et donc une chute du déficit fédéral. Nous avons là l'opposé de ce que signifie une hausse du prix mondial du pétrole sans modification du prix canadien. En vertu du partage actuel des redevances, toutefois, une hausse du prix canadien augmenterait les excédents provinciaux.

Considérons maintenant les deux projections à prix combiné. Comme l'indique le Tableau 6, les conséquences du prix combiné seraient les mêmes que pour la projection à 4\$ le baril par année. Cependant, une bonne partie des recettes qui proviennent du rétrécissement du fossé entre le prix mondial et le prix canadien serviraient à équilibrer le fonds mixte et contribueraient grandement à réduire la contribution du gouvernement fédéral à ce fonds, laquelle provient du revenu général. Pour les deux situations où les prix sont combinés, nous supposons une hausse du prix à la source au taux annuel de 2\$ le baril.

Dans nos deux projections à prix combiné, les volumes de la production canadienne et ceux des importations sont évalués d'après leurs prix particuliers pour en arriver à un prix «fait au Canada». Une bonne part des recettes intérieures supérieures au prix à la source deviennent recettes du fonds mixte et servent à équilibrer les subventions à l'importation. Nous pensons que le fonds s'équilibrera vers 1984 et que le gouvernement fédéral n'aura plus alors à puiser de contribution à même le revenu général pour financer le programme de subventions à l'importation.



Dans la projection qui suppose un taux de croissance plus élevé du gaz naturel, nous avons lié le prix du gaz naturel au prix combiné. Le stimulant financier découlant de cette hypothèse pourrait inciter les producteurs à explorer et développer cette énergie de remplacement du pétrole. Dans la projection où le prix du gaz naturel est faible, ce prix est lié au prix à la source (différent du prix combiné) auquel on ajoute les frais de transport vers le centre du pays. Les consommateurs d'énergie trouvent alors dans cette situation un encouragement à substituer au pétrole un combustible plus abondant et moins cher, le gaz naturel.

Les conséquences sur l'IPC sont légèrement moins prononcées que dans le cas du prix combiné. En examinant toutefois le cours du prix au point de livraison à Toronto (qui reste conséquent pour les deux scénarios) on s'aperçoit que le prix combiné est quelque peu inférieur. Le cours du prix combiné dépend, en partie, de la rapidité avec laquelle le gouvernement fédéral souhaite mettre un terme à ses contributions au fonds mixte, tirées du revenu général. Si les contributions devaient s'éteindre plus rapidement, le prix combiné pourrait dépasser le cours du 4\$ le baril. Ainsi, on ne peut conclure que la projection du prix combiné aurait une portée plus favorable sur l'IPC que la projection du 4\$ le baril.

On peut imaginer un scénario avec prix combiné où la contribution du gouvernement fédéral au fonds mixte, provenant du revenu général, serait supprimée très rapidement. Cette mesure se ferait ressentir davantage sur le prix au point de livraison à Toronto (point où le prix combiné est censé avoir le plus d'importance pour le consommateur) et, par conséquent, sur l'IPC.

La perte de croissance réelle et la perte de revenu réel découlant de la projection à prix combiné (Tableau 5) sont fort semblables à celles de la projection à 4\$ le baril. Cela tient à l'intervention du même mécanisme. Nous avons supposé que les consommateurs ne résisteraient pas, pour se protéger, à la chute du salaire réel et que le gouvernement fédéral ne compenserait pas les consommateurs de leur perte de salaire réel en raison de la majoration du prix du pétrole.

Dans le cadre du programme de prix combiné, le déficit fédéral baisserait toutefois considérablement, laissant au gouvernement un peu de champ de manœuvre et peut-être aussi l'occasion de compenser les consommateurs de leur perte (Tableau 7). Dès 1985, le déficit fédéral serait inférieur de 4 milliards de dollars environ dans l'hypothèse du prix combiné. A remarquer cependant que le surplus des provinces aurait décliné, mais non pas au même rythme que le déficit fédéral. Cela s'explique du fait que la baisse du déficit fédéral tient à deux raisons. D'abord la hausse du prix intérieur soulage la pression occasionnée par le fonds mixte et, ensuite, le fonds mixte se trouve alimenté par les recettes du programme de prix combiné, aux dépens des provinces et des producteurs.

Le programme de prix combiné accorde au gouvernement fédéral le moyen de compenser le consommateur de la perte de revenu réel que des prix intérieurs plus élevés auraient pu provoquer. Sa position déficitaire s'améliore de beaucoup. La position excédentaire des provinces, dans le cas de la projection où le prix du gaz naturel est plus élevé, n'est pas modifiée par rapport à la projection qui adopte la législation actuelle, c'est-à-dire 2\$ le baril de pétrole. Vers 1986-1987, l'excédent provincial atteindrait environ 6,4 milliards de dollars en moyenne dans les deux cas.

Il ne fait aucun doute que le prix combiné aurait, en effet, les mêmes conséquences essentielles sur la croissance réelle, le revenu réel et les prix à la consommation si on normalisait la projection où les prix sont combinés et celle où ils ne le sont pas pour obtenir le même prix au point de livraison à Toronto. La chose est bien entendu en étroite relation avec la rapidité avec laquelle le gouvernement fédéral entend supprimer graduellement sa contribution au programme de subventions aux importations de pétrole. Ce qu'offre la projection à prix combiné c'est un champ de manœuvre plus vaste où le gouvernement fédéral serait mieux en mesure de s'occuper des problèmes que pourrait causer la perte de revenu découlant d'un prix canadien plus élevé.

Sauf pour ce qui est des conséquences sur le déficit fédéral et les surplus des provinces, ces nouvelles conclusions sont assez semblables à celles de la Seizième revue annuelle du Conseil économique du Canada. Dans le cadre du plan à prix combiné, le déficit du gouvernement fédéral est considérablement réduit alors que le surplus des provinces se détériore ou ne s'améliore pas. On comprend facilement la situation. Une partie des rentes qui proviendraient d'un prix canadien du pétrole plus élevé serviraient à financer le fonds mixte. Le programme fédéral



de subventions aux importations de pétrole disparaît des comptes en même temps que les sorties du revenu fédéral, ce qui améliore le déficit fédéral.

## LES CONSÉQUENCES SUR L'ÉCONOMIE CANADIENNE DU RETRAIT DE PLUSIEURS PROJETS IMPORTANTS D'INVESTISSEMENTS DANS L'ÉNERGIE

Dans notre solution de base, un grand nombre de projets importants reliés à l'énergie sont censés avoir cours entre 1980 et 1990. Nous en faisons brièvement état au Tableau 2. Il s'agit du projet Alsands de récupération des sables bitumineux, du projet élargi de Syncrude touchant les sables bitumineux, du projet de récupération sur place des sables bitumineux de Cold Lake, du projet de gazoduc de la Route de l'Alaska, du segment québécois du gazoduc vers les provinces maritimes et d'un gazoduc vers la côte atlantique. Les investissements dans les services publics devraient en outre suivre une courbe de croissance proche du 2 pour cent par année pendant la période 1982-1990.

Dans une solution de rechange ne comportant pas de vastes projets d'investissements, nous supprimons les projets Alsands et de Cold Lake et nous ne supposons qu'une activité minimale d'investissement dans le cadre de la société Syncrude qui réaliserait ses projets actuels sans plus pendant cette période. Le projet de gazoduc Q et M, le projet de gazoduc de la Route de l'Alaska et celui de la côte atlantique sont également retranchés. De plus, les investissements dans les services publics seraient réduits à un taux de croissance inférieur à 1,5 pour cent par année entre 1981 et 1990.

Les projets ayant trait aux sables bitumineux mis en veilleuse, la production canadienne de pétrole brut se trouve réduite pendant la période 1985-1990, ce qui nécessite un accroissement des importations de brut pour combler les besoins. En 1990, cette solution de rechange exige 110 millions de barils de pétrole importé de plus que dans la situation de base. Comme l'absence d'un réseau de distribution de gaz vers le Québec aura empêché le remplacement du pétrole par le gaz naturel, la dépendance vis-à-vis les importations s'en trouve augmentée.

Dans notre situation initiale, les investissements dans l'énergie constituent l'un des facteurs qui contribuent à la croissance de l'économie, surtout entre 1981 et 1983. La présente solution de rechange a pour effet de réduire de façon cumulative les investissements dans l'exploitation du pétrole et du gaz naturel et, notamment, des sables bitumineux, de 6,4 milliards de dollars (\$ de 1971) au cours de la période 1980-1990 (Tableau 9). Les investissements dans les transports, notamment les gazoducs, sont réduits de façon cumulative pendant la même période de 5 milliards (\$ de 1971), tandis que la réduction des investissements dans les services publics s'élève à 5,2 milliards (\$ de 1971). De ce fait, la DNB réelle est réduite cumulativement de 17,8 milliards pendant la période, le point culminant étant atteint en 1984 alors que la baisse est de 2,2 milliards (\$ de 1971), soit 1,54 pour cent. Le taux de croissance de la DNB est réduit en 1981 et 1982 respectivement de neuf dixièmes et quatre dixièmes de point de pourcentage (Tableau 5). Comme une part considérable de la réduction affecte les travaux d'équipement, la réduction des importations et donc l'incidence sur la balance commerciale (Tableau 8) ne sont pas aussi importantes qu'on le pense (les investissements en machines et installations nécessitent des importations beaucoup plus considérables que les investissements en travaux d'équipement).

La réduction des investissements dans les travaux d'équipement frappe cependant considérablement le domaine de l'emploi. Pendant cette période, 667,000 emplois sont perdus *cumulativement*. Lors du ralentissement de pointe, le taux de chômage serait de sept dixièmes de point supérieur en 1983-1984. Avec la chute du revenu réel (le revenu réel disponible en 1984 baisse de 667 millions (\$ de 1971)), la consommation réelle est réduite ce qui provoque une nouvelle baisse de la DNB réelle. En 1990, l'économie aura connu une réduction de 8,5 milliards de dollars au poste des salaires.

La réduction de l'activité économique et, par conséquent, la réduction des recettes fiscales augmentent de façon marquée le déficit fédéral. Le problème s'aggrave encore du fait des subventions à l'importation du pétrole qui s'accroissent vers la fin de la période en raison des importations accrues de pétrole brut. La baisse de l'assiette fiscale réduit également les revenus provinciaux, bien qu'en proportion les conséquences ne soient pas aussi graves que par rapport au revenu fédéral.

Au début de la période, l'équilibre des comptes courants s'améliore à cause de la réduction des importations. L'amélioration est toutefois de courte durée puisque la facture à payer pour les importations accrues de pétrole pendant la période 1985-1990 élève notre déficit des comptes courants. En 1990, le déficit atteint 20,7 milliards en comparaison avec 16,9 milliards pour la situation initiale (voir le Tableau 8). L'équilibre du combustible non fossile s'est amélioré à cause de la réduction des importations de pétrole raffiné. L'équilibre du combustible fossile, c'est-à-dire l'équilibre énergétique entre le pétrole brut et le gaz naturel et l'électricité, s'est détérioré de 7 milliards de dollars en 1990.

Dans notre projection initiale, l'équilibre du combustible fossile contribue de façon positive à notre balance des paiements dans la première moitié de la décennie. Pour le reste de la décennie, cependant, l'équilibre du combustible fossile rejoint celui des services pour devenir un facteur primordial du déficit de la balance commerciale du Canada. Dans la solution qui exclut les grands projets d'investissements, la dépendance accrue provoquée par la réduction de l'approvisionnement et la réduction des occasions de remplacer le pétrole par un autre combustible entraîne la détérioration de cet équilibre, ce qui contribue à déséquilibrer davantage les comptes courants. Nous en concluons qu'en augmentant l'approvisionnement interne et en facilitant le remplacement du pétrole par des combustibles disponibles au Canada, la balance commerciale du Canada s'en trouverait considérablement améliorée à la longue.

Il est intéressant d'analyser la composition de l'investissement dans le cadre de cette solution par rapport à la solution initiale (Tableau 10). Les investissements en énergie primaire, ce qui inclut les trois catégories déjà mentionnées, formaient 22,2 pour cent de l'ensemble des capitaux en 1979. Selon la solution initiale cette proportion passerait à 31,3 pour cent en 1990 alors que selon la solution qui exclut les grands projets, elle aurait été réduite à 28,1 pour cent de l'ensemble des capitaux.

D'où les fonds proviennent-ils? Selon la solution initiale, les individus fournissent 16,8 pour cent de l'épargne, le gouvernement en fournit 7,3 pour cent, l'entreprise 67,4 pour cent et le marché étranger 8,4 pour cent (en 1990). Avec la présente solution de rechange, la réduction de l'assiette fiscale des gouvernements influe grandement sur la désépargne du secteur public alors que le marché étranger augmente sa contribution à l'épargne en raison des importations supérieures de pétrole à la fin de la période. L'entreprise augmente quelque peu sa proportion de l'épargne mais les modifications les plus importantes dans les rapports touchent les secteurs du marché étranger et du gouvernement.

TABLEAU 5  
ENSEMBLE DES INDICATEURS ÉCONOMIQUES<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(Différence en pourcentage)											
<i>Croissance de la DNB réelle</i>											
Projection initiale	0.2	2.0	3.0	2.8	3.3	2.8	2.8	3.0	2.8	2.5	2.6
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	0.0	1.6	2.8	2.5	3.1	2.4	2.6	2.9	2.7	2.4	2.6
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	0.3	1.7	2.8	2.5	3.0	2.4	2.7	2.9	2.7	2.3	2.6
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	0.3	1.7	2.8	2.5	2.9	2.4	2.7	2.9	2.7	2.3	2.6
Sans projet d'investissement d'envergure	0.1	1.1	2.6	2.7	3.2	2.9	3.0	3.1	3.0	2.8	2.6
(Pourcentage)											
<i>Taux de chômage</i>											
Projection initiale	7.6	7.4	6.7	6.4	6.1	6.1	6.1	5.8	5.4	5.2	4.8
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	7.5	7.3	6.6	6.4	6.2	6.3	6.4	6.2	5.8	5.7	5.2
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	7.5	6.3	6.6	6.5	6.3	6.4	6.4	6.1	5.8	5.6	5.1
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	7.5	7.3	6.6	6.4	6.2	6.3	6.4	6.1	5.7	5.5	5.1
Sans projet d'investissement d'envergure	7.7	7.8	7.3	7.1	6.8	6.7	6.5	6.1	5.6	5.3	4.9
(Pourcentage)											
<i>Rapport investissements/DNB</i>											
Projection initiale	15.5	16.0	16.7	17.1	17.8	18.2	18.6	19.0	19.3	19.7	20.0
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	15.5	16.0	16.6	17.1	17.7	18.0	18.4	18.8	19.2	19.6	20.0
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	15.5	16.0	16.6	17.0	17.6	17.9	18.3	18.7	19.1	19.5	19.9
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	15.5	16.0	16.6	17.0	17.6	17.8	18.2	18.6	19.0	19.4	19.8
Sans projet d'investissement d'envergure	15.4	15.2	15.5	15.9	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.3
(Différence en pourcentage)											
<i>Croissance du revenu réel disponible</i>											
Projection initiale	1.9	0.7	0.9	1.6	2.2	2.5	2.0	2.5	2.5	2.5	2.5
Hausse du prix du pétrole 4\$ le baril par année	1.2	-0.0	0.6	1.2	1.8	2.0	1.8	2.1	2.2	2.1	2.3
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	1.6	0.2	0.7	1.1	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.0	2.3
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	1.6	0.1	0.7	1.1	1.6	1.9	1.9	2.0	2.0	1.9	2.2
Sans projet d'investissement d'envergure	1.8	0.3	0.8	1.6	2.1	2.4	2.1	2.5	2.6	2.7	2.5

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980



TABLEAU 6  
INDICATEURS DES PRIX<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(en \$ can. par baril)											
<i>Prix international du pétrole brut</i>											
Projection initiale	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
Sans projet d'investissement d'envergure	29.76	32.44	35.36	38.54	42.01	45.79	49.91	54.40	59.30	64.64	70.45
(en \$ par baril)											
<i>Prix canadien du pétrole brut</i>											
Projection initiale	16.20	18.20	20.20	22.20	24.20	26.20	28.20	30.20	32.20	34.20	36.20
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	18.20	22.20	26.20	30.20	34.20	38.20	42.20	46.20	50.20	54.20	58.20
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	18.56	21.16	24.66	28.77	32.88	36.85	40.57	45.16	50.13	55.07	60.25
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	18.56	21.16	24.66	28.77	32.88	36.85	40.57	45.16	50.13	55.07	60.25
Sans projet d'investissement d'envergure	16.20	18.20	20.20	22.20	24.20	26.20	28.20	30.20	32.20	34.20	36.20
(en \$ par baril)											
<i>Prix à la source du pétrole brut</i>											
Projection initiale	15.20	17.15	19.11	21.06	23.01	24.95	26.89	28.83	30.77	32.70	34.63
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	17.20	21.15	25.11	29.06	33.01	36.95	40.89	44.83	48.77	52.70	56.63
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	15.20	17.20	19.20	21.20	23.20	25.20	27.20	29.20	31.20	33.20	35.20
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	15.20	17.20	19.20	21.20	23.20	25.20	27.20	29.20	31.20	33.20	35.20
Sans projet d'investissement d'envergure	15.20	17.15	19.11	21.06	23.01	24.95	26.89	28.83	30.77	32.70	34.63
(en \$ par pi. <sup>3</sup> )											
<i>Prix canadien du gaz naturel</i>											
Projection initiale	2.37	2.67	2.96	3.25	3.55	3.84	4.13	4.43	4.72	5.01	5.31
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	2.67	3.25	3.84	4.43	5.01	5.60	6.18	6.77	7.36	7.94	8.53
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	2.37	2.68	2.97	3.27	3.57	3.88	4.18	4.48	4.78	5.09	5.39
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	2.72	3.10	3.61	4.22	4.82	5.40	5.95	6.62	7.35	8.07	8.83
Sans projet d'investissement d'envergure	2.37	2.67	2.96	3.25	3.55	3.84	4.13	4.43	4.72	5.01	5.31
(Différence en pourcentage)											
<i>Hausse de l'Indice des prix à la consommation</i>											
Projection initiale	10.2	10.3	9.7	8.5	7.8	6.9	7.3	7.2	6.8	6.9	7.3
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	11.1	11.5	10.8	9.6	8.7	7.8	7.8	7.6	7.1	7.1	7.2
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	10.5	11.0	10.3	9.2	8.5	7.5	7.4	7.4	7.1	7.2	7.3
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	10.6	11.1	10.4	9.3	8.6	7.6	7.5	7.5	7.2	7.3	7.4
Sans projet d'investissement d'envergure	10.2	10.3	9.6	8.3	7.6	6.7	7.2	7.1	6.6	6.9	7.3

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980

TABLEAU 7

INDICATEURS D'ÉQUILIBRE DU GOUVERNEMENT<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(en milliards de dollars courants)											
<i>Équilibre de tous les gouvernements</i>											
Projection initiale	-6.1	-6.0	-4.9	-4.9	-2.4	-1.6	-0.6	0.2	1.5	3.1	6.6
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	-5.4	-4.6	-3.2	-2.8	0.4	1.8	2.8	4.2	6.3	8.8	12.6
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	-6.2	-5.3	-4.1	-3.6	-0.3	1.1	1.6	3.3	5.7	8.7	12.5
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	-6.0	-5.1	-3.8	-3.2	0.2	1.7	2.3	4.1	6.7	9.7	13.8
Sans projet d'investissement d'envergure	-6.2	-7.2	-7.0	-7.4	-5.3	-5.2	-3.9	-3.8	-4.1	-4.3	-3.4
(en milliards de dollars courants)											
<i>Déficit fédéral</i>											
Projection initiale	-11.6	-13.6	-13.8	-14.7	-13.6	-14.1	-13.6	-13.5	-13.0	-12.8	-9.8
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	-11.4	-13.0	-13.4	-14.0	-12.6	-12.5	-12.2	-11.6	-10.4	-9.1	-6.1
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	-11.7	-12.6	-12.6	-12.7	-10.5	-9.8	-9.4	-8.2	-6.2	-3.9	-0.1
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	-11.7	-12.8	-12.7	-13.0	-10.9	-10.4	-10.3	-9.4	-7.7	-5.8	-2.5
Sans projet d'investissement d'envergure	-11.6	-14.5	-15.4	-16.7	-16.0	-17.1	-16.3	-16.9	-17.7	-19.0	-18.0
(en milliards de dollars courants)											
<i>Surplus des provinces</i>											
Projection initiale	2.3	3.7	4.4	4.6	5.5	6.2	6.3	6.5	6.6	7.2	7.3
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	2.9	4.5	5.8	6.2	7.3	8.2	8.6	9.0	9.3	9.9	10.3
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	2.4	3.5	4.1	4.0	4.5	4.8	4.7	4.6	4.4	4.5	4.3
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	2.6	3.8	4.5	4.7	5.4	6.0	6.2	6.6	6.9	7.4	7.9
Sans projet d'investissement d'envergure	2.3	3.4	3.9	4.1	4.9	5.6	5.8	6.0	5.8	6.2	5.6

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980

TABLEAU 8

INDICATEURS DE LA BALANCE COMMERCIALE<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(en milliards de dollars courants)											
<i>Équilibre des comptes courants</i>											
Projection initiale	-6.0	-6.2	-7.5	-9.2	-11.3	-11.7	-14.1	-16.0	-15.8	-15.7	-16.9
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	-5.8	-5.6	-6.7	-8.3	-10.2	-10.3	-12.6	-14.5	-14.5	-14.3	-15.7
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	-6.1	-6.0	-7.2	-8.8	-10.5	-10.6	-13.1	-14.9	-14.6	-14.1	-15.4
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	-6.1	-5.9	-7.1	-8.6	-10.2	-10.1	-12.5	-14.1	-13.6	-12.9	-13.8
Sans projet d'investissement d'envergure	-5.8	-4.9	-5.8	-7.4	-9.1	-10.7	-12.7	-15.3	-17.1	-18.7	-20.7
(en milliards de dollars courants)											
<i>Équilibre commercial du combustible fossile</i>											
Projection initiale	3.7	4.7	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-3.0	-4.2	-5.4	-8.7
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	3.7	4.6	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-2.9	-4.2	-5.3	-8.5
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	3.7	4.6	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-3.0	-4.2	-5.3	-8.5
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	3.7	4.6	5.2	4.0	3.7	3.5	-0.2	-3.0	-4.2	-5.3	-8.5
Sans projet d'investissement d'envergure	3.7	4.6	5.1	4.0	3.7	2.4	-0.8	-4.4	-7.6	-10.6	-15.7
(en milliards de dollars courants)											
<i>Équilibre commercial du combustible synthétique</i>											
Projection initiale	-9.7	-10.9	-12.7	-13.2	-15.0	-15.2	-13.9	-13.0	-11.6	-10.3	-8.2
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	-9.5	-10.2	-11.9	-12.3	-13.9	-13.8	-12.4	-11.6	-10.3	-9.0	-7.2
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	-9.8	-10.6	-12.4	-12.8	-14.2	-14.1	-12.9	-11.9	-10.4	-8.8	-6.9
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	-9.8	-10.5	-12.3	-12.6	-13.9	-13.6	-12.3	-11.1	-9.4	-7.6	-5.3
Sans projet d'investissement d'envergure	-9.5	-9.5	-10.9	-11.4	-12.8	-13.1	-11.9	-10.9	-9.5	-8.1	-5.0

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980



TABLEAU 9  
INDICATEURS D'INVESTISSEMENTS CUMULATIFS<sup>1</sup>

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(en milliards de \$ de 1971)											
<i>Investissement total autre que pour l'habitation</i>											
Projection initiale	20.3	41.6	64.4	88.5	114.4	141.6	170.1	200.0	231.3	264.1	298.2
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	20.3	41.5	64.2	88.1	113.7	140.6	168.6	198.0	228.9	261.4	295.3
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	20.3	41.6	64.3	88.2	113.8	140.6	168.6	198.0	228.9	261.3	295.2
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	20.3	41.6	64.3	88.2	113.8	140.5	168.4	197.7	228.5	260.8	294.5
Sans projet d'investissement d'envergure	20.2	40.3	61.3	83.4	107.1	132.2	158.8	186.8	216.3	247.3	279.5
(en milliards de \$ de 1971)											
<i>Investissement dans l'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel</i>											
Projection initiale	2.2	5.3	9.3	13.7	18.6	24.0	29.4	35.2	41.4	47.9	54.8
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	2.2	5.3	9.4	14.0	19.1	24.7	30.3	36.2	42.6	49.3	56.5
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	2.2	5.3	9.3	13.7	18.5	23.8	29.2	34.9	41.1	47.6	54.5
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	2.2	5.3	9.3	13.7	18.6	23.9	29.3	35.0	41.2	47.7	54.6
Sans projet d'investissement d'envergure	2.2	4.7	8.1	11.9	16.0	20.5	25.3	30.5	36.0	41.9	48.2
(en milliards de \$ de 1971)											
<i>Investissement dans le transport</i>											
Projection initiale	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.8	17.7	20.6	23.4	26.3	29.5
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.7	17.5	20.3	23.0	25.9	29.1
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.7	17.5	20.3	23.0	25.8	29.0
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	1.7	3.9	6.5	9.3	12.1	14.7	17.5	20.3	23.0	25.8	29.0
Sans projet d'investissement d'envergure	1.6	3.3	5.2	7.2	9.3	11.5	13.8	16.3	18.9	21.6	24.5
(en milliards de \$ de 1971)											
<i>Investissement dans les services publics</i>											
Projection initiale	3.3	6.6	10.0	13.4	16.9	20.4	24.0	27.7	31.5	35.3	39.2
Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année	3.3	6.6	9.9	13.2	16.6	20.1	23.6	27.2	30.9	34.7	38.6
Prix combiné, gaz naturel à prix faible	3.3	6.6	10.0	13.4	16.8	20.3	23.8	27.4	31.1	34.9	38.8
Prix combiné, gaz naturel à prix élevé	3.3	6.6	9.9	13.3	16.7	20.2	23.7	27.3	31.0	34.8	38.7
Sans projet d'investissement d'envergure	3.3	6.6	9.8	13.0	16.1	19.2	22.2	25.2	28.2	31.1	34.0

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980

TABLEAU 10

TOTAL DE L'ÉPARGNE ET DE L'INVESTISSEMENT<sup>1</sup>

	1979	1990				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Formation du capital canadien brut privé et public (en milliards de \$)	63.5	215.6	220.2	214.6	213.9	206.9
COMPOSITION DE L'INVESTISSEMENT (en pourcent)						
Gouvernement	12.6	9.5	9.5	9.5	9.6	9.9
Entreprise	80.5	87.9	88.0	88.0	88.0	87.4
Énergie primaire	22.2	31.3	32.5	31.6	31.8	28.1
Divers	58.3	56.6	55.5	56.4	56.2	59.3
Différence d'inventaire	7.2	2.6	2.6	2.6	2.5	2.7
COMPOSITION DE L'ÉPARGNE (en pourcent)						
Individus	28.4	16.8	16.3	16.4	16.4	17.5
Gouvernements	2.8	7.3	9.8	9.9	10.6	2.8
Fédéral	-13.6	-3.9	-2.2	0.6	-0.5	-8.0
Provinciaux	3.5	5.0	6.3	3.6	5.3	4.3
Municipaux	2.9	2.3	2.2	2.2	2.2	2.3
Hôpitaux	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Régime des pensions du Canada	3.0	2.6	2.4	2.4	2.4	2.8
Régie des rentes du Québec	1.1	1.1	1.0	0.9	1.0	1.1
Entreprise	65.5	67.4	66.1	65.8	65.9	69.1
Marché étranger	8.7	8.4	7.8	7.8	7.1	10.6
Part résiduelle	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0

(1) Projection initiale

(2) Hausse du prix du pétrole de 4\$ le baril par année

(3) Prix combiné, gaz naturel à prix faible

(4) Prix combiné, gaz naturel à prix élevé

(5) Sans projet d'investissement d'envergure

<sup>1</sup>Modèle CANDIDE 2.0, avril 1980

APPENDICE « AEEA - 15 »

EXPOSÉ DE LA  
COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE  
AU  
COMITÉ SPÉCIAL  
DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE

Le 30 juillet 1980

W.A. BAIN  
I.K.A. CAMPBELL  
D.J. CAMERON



La Compagnie Pétrolière Impériale Ltée se réjouit de l'occasion qui lui est offerte de paraître devant votre comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole. Vous désirez, sans doute, examiner le rôle des diverses énergies de remplacement face aux perspectives énergétiques globales du Canada. A cet égard, il y a deux points sur lesquels nous pouvons être d'un certain secours: d'une part, nos prévisions sur le remplacement du pétrole dans les années à venir et, d'autre part, l'énergie solaire et son rôle sur la scène énergétique.

Les premières projections de l'Impériale sur l'évolution de la situation énergétique au Canada jusqu'à l'an 2000 figurent à l'annexe 1. Nous prévoyons que la demande au cours des vingt prochaines années augmentera en moyenne de 1,8 p.c. par an, ce qui est très en-deçà des prévisions antérieures. Ce faible accroissement est dû principalement à un ralentissement de la croissance économique et aux mesures d'économie de l'énergie consécutives à la hausse des prix.

#### Perspectives énergétiques par secteur - (Annexe 1)

##### Secteur résidentiel

Comme l'indique l'annexe 1, nous prévoyons une légère diminution des besoins énergétiques globaux dans le secteur résidentiel au cours des vingt prochaines années. Cette baisse est surtout due à l'économie d'énergie réalisée dans les nouvelles habitations mieux conçues et à la mise en oeuvre de mesures propres à mieux isoler les habitations existantes. L'élément le plus important qui ressort de ces projections est la perspective d'une diminution rapide de la consommation de pétrole due aux mesures d'économie de l'énergie et à des conversions importantes au gaz naturel et à l'électricité de foyers qui, jusque-là, se chauffaient au mazout. En l'an 2000, il est à prévoir que le pétrole couvrira seulement 10 p. cent des besoins énergétiques de ce secteur. Selon nos prévisions, la part représentée par l'énergie solaire sera encore modeste.

La demande en gaz naturel croîtra de façon modérée. En revanche, nous prévoyons que l'électricité sera le combustible le plus recherché.

### Secteur commercial

Le secteur des immeubles commerciaux comprend les établissements scolaires, les hôpitaux et les magasins. Dans ce secteur, on enregistrera une croissance de la consommation énergétique due à un accroissement des activités économiques. Cette croissance sera modérée, toutefois, par la plus grande efficacité énergétique des nouveaux immeubles qui utiliseront la chaleur dégagée par les occupants, l'éclairage et l'équipement. Ces nouveaux édifices commerciaux conçus en fonction d'une efficacité accrue utiliseront l'électricité comme source d'énergie pour faciliter la répartition de la chaleur dans les locaux.

Comme dans le secteur résidentiel, le rôle du pétrole ira probablement en décroissant pour couvrir en l'an 2000 moins de 5 p. cent des besoins, supplanté par le gaz naturel dans les édifices existants et par l'électricité dans la plupart des nouveaux immeubles.

### Transport

Le secteur des transports représente 20 p. cent de l'ensemble des besoins énergétiques et dépend entièrement du pétrole: essence, carburant diesel, turbocombustible et huiles lourdes. Les besoins actuels évalués à 1941 billions ( $10^{12}$ ) de Btu équivalent à 915 000 barils par jour (kb/d) dont les deux-tiers sont représentés par l'essence. Les trois variables-clés qui influent sur la consommation dans ce secteur et concernent les voitures de tourisme sont:

- le millage au gallon;
- la distance moyenne en milles parcourue par un conducteur détenteur d'un permis;
- le nombre de conducteurs ayant leur permis.

Cette projection tient compte de la consommation de propane évaluée à environ 5 p. cent de la consommation d'essence. Dans l'ensemble du secteur des transports, nous prévoyons une baisse de la consommation d'essence d'environ 25 p. cent au cours des vingt prochaines années. Cette diminution sera compensée par un fort accroissement de la consommation du carburant diesel et de turbocombustible.

### Secteur industriel

La consommation d'énergie dans l'industrie suit le rythme de la croissance économique. Cette augmentation est quelque peu freinée par les mesures d'économie de l'énergie. Dans ce secteur, la consommation de pétrole est représentée surtout par les huiles lourdes et le carburant diesel. La consommation de carburant diesel croîtra au rythme de l'économie tandis qu'on enregistrera une baisse de la consommation d'huiles lourdes au profit de gaz naturel. Autre consommation de pétrole importante prévue, celle des charges d'alimentation pétrochimique qui augmentera de 4,5 p. cent par an au cours de la période envisagée.

### Perspectives en matière de réserves énergétiques

Les projections de l'Impériale en ce qui a trait aux réserves énergétiques ne sont pas encore terminées. Cependant, tout laisse à penser qu'il y aura un excédent de gaz naturel, de charbon et d'électricité. Nous prévoyons que les perspectives en matière de réserves pétrolières, qui seront analysées en détail cet automne par l'Office national de l'Énergie, feront ressortir la probabilité d'une autonomie pétrolière aux alentours de 1990. Dans cette éventualité, votre comité devra étudier soigneusement tous les choix énergétiques et l'utilisation des énergies de remplacement pendant la période transitoire, pour s'assurer que le Canada dispose d'un système d'approvisionnement sûr et rentable.



En résumé, l'analyse de l'évolution de la demande énergétique conduit à deux conclusions importantes:

- 1) Le combustible le plus demandé à l'avenir sera le gaz naturel ou l'électricité
- 2) Le pétrole est sur le point d'être supplanté dans les secteurs qui pourront faire appel aux énergies de remplacement.

## LE PROGRAMME SOLAIRE

### INTRODUCTION

En 1977, estimant que l'énergie solaire présentait un grand intérêt commercial à long terme et que le chauffage de l'eau et des locaux offrait les meilleures possibilités de commercialisation à moyen terme, l'Impériale a décidé qu'il était urgent d'entreprendre des travaux en ce domaine en raison des longs délais probables qu'exigerait la mise au point des techniques solaires. C'est ainsi qu'elle a mis sur pied un programme de recherches en janvier 1978.

Toutefois, compte tenu du fait que la période de récupération du capital investi pourrait être longue, la compagnie a opté pour un programme modeste, mais d'envergure suffisante pour obtenir des résultats significatifs.

Par ailleurs, devant l'impossibilité de prévoir quelles techniques l'emporteront, l'Impériale a décidé de ne pas se cantonner dans des domaines trop spécialisés.

Les recherches, qui se poursuivent actuellement aux laboratoires de Sarnia (Ontario), portent sur deux aspects principaux: le développement des techniques relatives aux capteurs solaires (à air et à liquide), et le stockage de la chaleur (à long terme, plus particulièrement).

A titre expérimental, le terminal de distribution de l'avenue Finch, à Toronto, a été doté d'une installation pilote utilisant l'énergie solaire pour chauffer l'eau destinée au lavage des camions et servant d'appoint au chauffe-eau à mazout.

En outre, la compagnie a signé, en 1979, un contrat avec l'Université de Calgary, pour la conception et le contrôle du rendement en service d'un petit système solaire expérimental qui sera construit sur le toit du nouvel immeuble administratif d'Esso Ressources à Calgary.

Au cours de 1978, première année du programme, la compagnie a dépensé 350 000\$. A la fin de 1978, quatre employés de la compagnie étaient affectés à demeure au programme. D'autres membres du personnel furent mobilisés de temps à autre, à temps plein ou à temps partiel, mais nous ne les avons pas inclus dans nos chiffres.

En 1979, les dépenses au titre de ce programme ont plus que doublé pour atteindre environ 800 000\$. En 1980, la compagnie prévoit dépenser 1,4 million de dollars, soit une augmentation de plus de 50 pour cent par rapport à 1979. A l'heure actuelle, l'équipe affectée au programme à titre permanent se compose de 12 employés. Le programme solaire de l'Impériale est, croyons-nous, le plus vaste programme à financement privé au Canada.

Beaucoup se sont attaqués au défi posé par l'exploitation de l'énergie solaire et, généralement, les solutions proposées ont été les mêmes. Lorsqu'on a commencé à utiliser l'énergie solaire, l'intérêt s'est porté surtout sur les systèmes solaires "actifs", en d'autres termes, des systèmes qui "allaient à la rencontre du soleil" et s'efforçaient par des moyens mécaniques d'en recueillir l'énergie. Ces systèmes se divisaient en deux catégories: le système de "bas de gamme", qui se contentait de produire de la chaleur, et le système de "haut de gamme", qui produisait de l'électricité. Parallèlement, un mouvement se dessinait dans les milieux d'architecture et faisait école. Ses adeptes préconisaient l'utilisation de tout l'espace habitable comme capteur solaire et "l'emprisonnement" (méthode passive) de toute l'énergie solaire dont on disposait.

En analysant les applications possibles des systèmes solaires "actifs", on en est venu généralement à la conclusion que le chauffage de l'eau sanitaire représentait l'application la plus intéressante, d'une part à cause de son vaste marché potentiel et, d'autre part, à cause de la possibilité d'utiliser l'équipement toute l'année.



Nous allons maintenant examiner brièvement les caractéristiques d'un chauffe-eau solaire à usage domestique.

### CHAUFFE-EAU SOLAIRES À USAGE DOMESTIQUE (Annexe 2)

Comme l'illustre le schéma de l'Annexe 2, le concept actif pour le chauffage de l'eau sanitaire se compose de capteurs-plans, généralement installés sur le toit, d'un réservoir de stockage situé au sous-sol, d'un circulateur, d'une pompe et d'un vase d'expansion. Le réservoir de stockage comporte, à l'intérieur, un échangeur de chaleur qui le distingue du classique réservoir à eau.

L'installation d'un chauffe-eau solaire de ce type nécessite une main-d'oeuvre importante car il est composé de nombreux éléments. En outre, cette installation exige la mise en place d'un ensemble régulateur assez complexe. Il peut y avoir très facilement déperdition de chaleur, c'est pourquoi, le circulateur comme le réservoir de stockage doivent avoir une très bonne isolation. Par conséquent, ces éléments coûtent chers.

### CHAUFFE-EAU SOLAIRES À USAGE DOMESTIQUE (Annexe 3)

L'Annexe 3 résume de façon schématique le profil économique des chauffe-eau à usage domestique. Les capteurs solaires représentent 29 p. cent du prix total de l'installation, le circulateur et son installation 43 p. cent environ, et le réservoir de stockage de la chaleur 28 p. cent environ. Si l'on applique ces données à une installation moyenne, qui peut coûter approximativement 3 000\$, on s'aperçoit qu'une fraction importante du coût n'est pas liée à proprement parler au fait que l'installation utilise l'énergie solaire. En moyenne, les frais d'exploitation d'une installation de ce type s'élèvent à environ 50\$ par an, répartis entre les frais annuels d'entretien (40\$) et le coût de l'électricité consommée par la pompe et l'ensemble régulateur (10\$). Il reste la question importante des avantages offerts au consommateur par l'installation.

Un système solaire de ce type capte environ 10 millions de Btu par an. La même quantité d'énergie achetée à une entreprise d'électricité, à 3 cents le kilowatt-heure, coûterait environ 90\$ et l'équivalent en gaz, à 3\$ le millier de pieds cubes (efficace à 65 p. cent sur un chauffe-eau), environ 50\$. Par conséquent, le bénéfice net réalisé après déduction des frais d'exploitation est d'environ 40\$ par an par rapport à l'électricité, et nul par rapport au gaz naturel. Evidemment, ces chiffres ne semblent pas très avantageux et, surtout, ne tiennent pas compte du capital investi dans le système solaire.

### CHAUFFAGE DES LOCAUX

Avec le chauffage des locaux, nous entrons au coeur du problème de l'exploitation de l'énergie solaire. En plus d'exiger une bonne isolation, le chauffage des locaux se fait surtout durant les mois de novembre, décembre, janvier et février, qui sont les mois les moins ensoleillés de l'année et, donc, les moins propices au chauffage solaire.

Pourtant, le rayonnement solaire est suffisamment important pendant l'été pour permettre de chauffer les locaux pendant l'hiver. Le problème est de transférer, sans trop de frais, la chaleur reçue en été sur la période d'hiver. Ce transfert nécessite l'installation d'un système d'accumulation inter-saisonnier.

La plupart des installations de chauffage des locaux par l'énergie solaire sont dotées d'un petit accumulateur capable de fournir l'énergie nécessaire au chauffage des locaux pendant un jour ou deux sans soleil. L'accumulation de l'énergie à court terme a donné de bons résultats même si la rentabilité a été décevante.

Nos laboratoires de recherches poursuivent leurs travaux pour trouver les matériaux et les méthodes propres à l'accumulation de l'énergie, que ce soit sur une base inter-saisonnière ou à court terme.

Par ailleurs, l'Impériale envisage, dans le cadre de son programme de recherche et développement, de mettre au point un capteur à air à haut rendement. L'avantage des capteurs à air par rapport aux capteurs à liquide c'est qu'ils n'ont besoin d'aucune protection contre le gel. Par contre, les capteurs à air ont aussi leurs inconvénients.

#### ATTENTES DE L'UTILISATEUR

Voici quelques-unes des raisons qui incitaient, au début, à miser sur l'énergie solaire. Tout d'abord, on pensait que la production en série diminuerait sensiblement le coût du matériel "solaire". Ensuite, nous étions tous persuadés que les prix du gaz et de l'électricité suivraient de près ceux du pétrole. Enfin, nous pensions tous que le pourcentage de chaleur captée par rapport à la quantité



totale d'énergie solaire rayonnée sur les capteurs-plans serait très élevée.

Actuellement, les éléments "non solaires" représentent la plus grande partie du prix d'une installation solaire. Ces éléments sont déjà, pour la plupart, produits en grande série et il ne faut donc pas compter que les fabricants pourront en réduire sensiblement le prix. On pourra, dans une faible mesure, réduire la main-d'oeuvre grâce à une conception efficace des systèmes.

Parmi les premières installations solaires mises sur le marché, nombreuses furent celles vendues au rabais, directement du producteur au consommateur, sans frais de commercialisation ou d'entretien et sans bénéfices pour le fabricant, en tout cas, sans calculs réalistes des frais engagés au titre des garanties sur l'installation. Par ailleurs, l'effet des mesures d'économies de l'énergie sur la demande d'électricité et le surplus de gaz naturel ont maintenu les prix de l'énergie à un niveau relativement bas. Enfin, le pourcentage de captage de l'énergie solaire a été généralement plus bas que prévu, car on n'avait pas accordé assez d'importance aux effets néfastes de notre climat rigoureux.

## RÉSUMÉ

La situation de l'énergie solaire au Canada indique qu'il s'agit là d'une industrie en plein développement mais qui est loin d'avoir donné toutes ses promesses. Les fabricants ont prouvé qu'ils pouvaient concevoir, fabriquer et monter une installation opérationnelle. Malheureusement, à part les systèmes de chauffage pour piscines, l'industrie du solaire n'est pas rentable. Il semble, d'après nos renseignements, qu'il n'y aura aucune baisse dans le prix des installations solaires. Nous pensons que c'est maintenant le moment de mettre au point une nouvelle technologie.

La compagnie poursuit ses recherches dans ce domaine en espérant découvrir un moyen de rentabiliser les installations solaires de concept actif au Canada.

(Photographies ci-attachées)

## ANNEXE 1

## ÉVOLUTION DE LA DEMANDE GLOBALE D'ÉNERGIE AU CANADA

(EN BILLIONS DE Btu)

	<u>1980</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>
<u>SECTEUR RÉSIDENTIEL</u>					
Pétrole	429	299	212	163	127
Gaz	456	503	534	544	560
Électricité	369	449	491	520	546
TOTAL	1254	1251	1237	1227	1233
<u>IMMEUBLES COMMERCIAUX</u>					
Pétrole	132	93	60	49	40
Gaz	299	300	292	266	233
Électricité	247	356	491	634	785
TOTAL	676	747	842	948	1057
<u>TRANSPORTS</u>					
Pétrole	1941	1975	1975	2002	1987
<u>INDUSTRIE</u>					
Énergie et autres formes					
Pétrole	992	1050	1058	1190	1353
Gaz	726	969	1256	1449	1585
Charbon	258	291	324	369	427
Électricité	433	481	541	592	633
SOUS-TOTAL	2409	2791	3179	3600	3998
AUTO-PRODUCTION	(19)	(27)	(31)	(36)	(39)
TOTAL DE L'ÉNERGIE CONSOMMÉE DANS L'INDUSTRIE	<u>2390</u>	<u>2764</u>	<u>3148</u>	<u>3564</u>	<u>3959</u>
TOTAL DE L'ÉNERGIE SECONDAIRE	<u>6261</u>	<u>6737</u>	<u>7202</u>	<u>7741</u>	<u>8236</u>
AUTRES FORMES D'ÉNERGIE CONSOMMATION/PERTE	<u>3112</u>	<u>3736</u>	<u>4358</u>	<u>4635</u>	<u>5095</u>
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRIMAIRE	<u>9373</u>	<u>10 473</u>	<u>11 560</u>	<u>12 376</u>	<u>13 331</u>
<u>NOTE</u>					
BIOMASSE	300	350	420	500	550
ÉNERGIE SOLAIRE	-	-	-	-	135



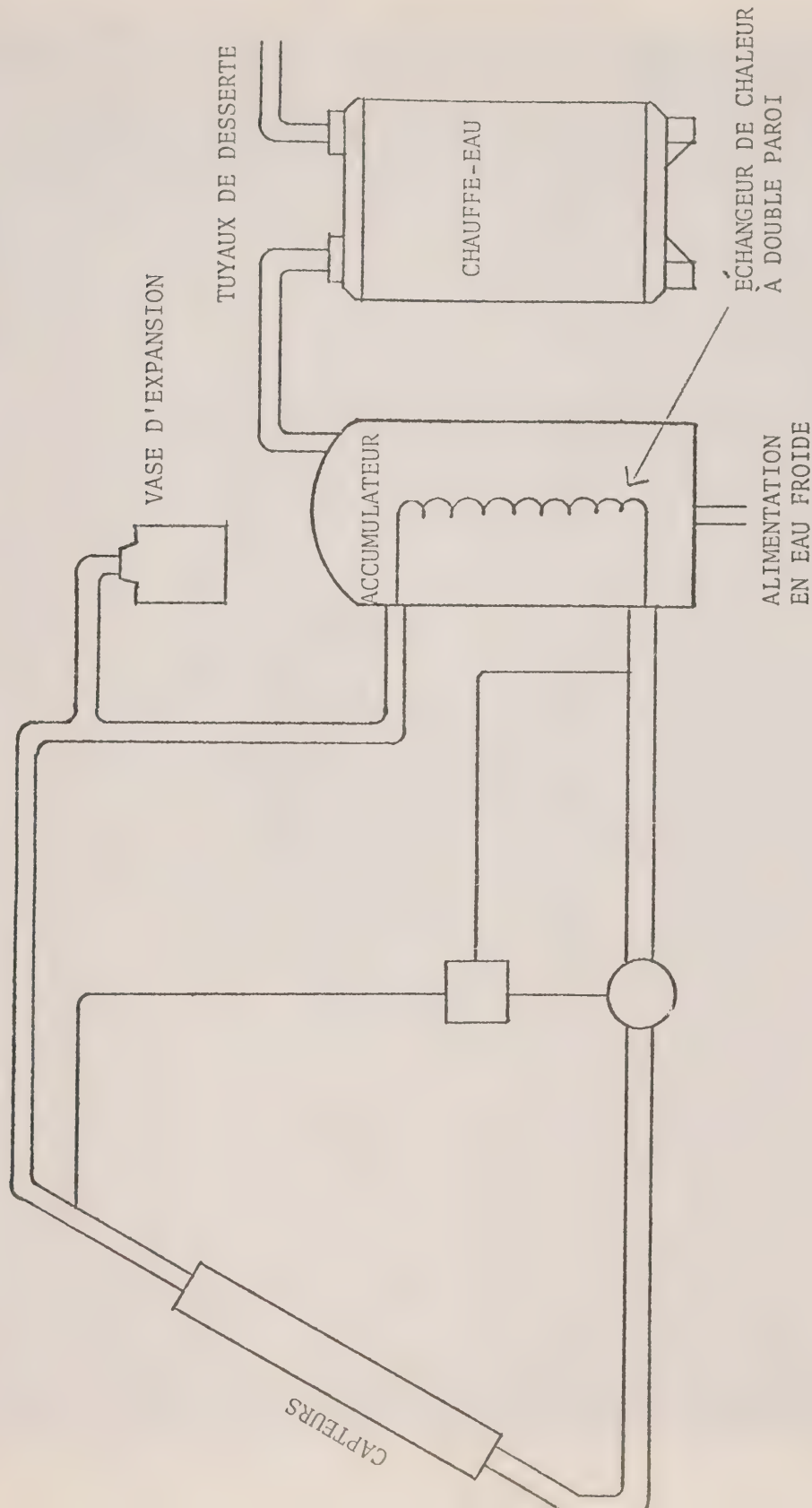
ANNEXE 1ADISPONIBILITESEN BILLIONS DE Btu

	<u>1980</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>
Pétrole	3819	3723	3575	3663	3763
Gaz	1865	2271	2534	2766	2886
Charbon	942	1091	1380	1616	2000
Hydro-électricité	2402	2749	3031	3143	3311
Nucléaire	<u>345</u>	<u>644</u>	<u>991</u>	<u>1185</u>	<u>1373</u>
TOTAL	9373	10 473	11 560	12 376	13 331

TAUX MOYEN DE L'AUGMENTATION ANNUELLEPOURCENTAGE

	<u>1980/1990</u>	<u>1990/2000</u>
Pétrole	(0,7)	0,5
Gaz	3,1	1,3
Charbon	3,9	3,8
Hydro-électricité	2,3	0,9
Nucléaire	<u>11,1</u>	<u>3,3</u>
TOTAL	2,1	1,4

INSTALLATION SOLAIRE DE CONCEPT ACTIF - CHAUFFE-EAU À USAGE DOMESTIQUE



- NOMBREUX ÉLÉMENTS
- INSTALLATION NÉCESSITANT BEAUCOUP DE MAIN-D'OEUVRE
- DISPOSITIF RÉGULATEUR COMPLEXE
- LA CHALEUR EST UNE DENRÉE FRAGILE

UTILITÉ ÉCONOMIQUE DES CHAUFFE-EAU À USAGE DOMESTIQUE

CÔUT DE L'INSTALLATION	
CHEZ L'UTILISATEUR	
<u>TOTAL</u>	
	29%
	43%
	28%
	<u>3 000\$</u>

MAIN-D'OEUVREÉQUIPEMENT

870\$  
1 290\$  
840\$  
3 000\$

23%  
25%  
21%

6%  
18%  
7%

FRAIS D'EXPLOITATION

## ENTRETIEN ANNUEL

CONSUMMATION D'ÉLECTRICITÉ DE LA POMPE ET  
DE L'ENSEMBLE RÉGULATEUR

40\$

10\$

50\$AVANTAGES

APPORT ÉNERGÉTIQUE ANNUEL :  $10 \times 10^6$  Btu

@ 34 kW/h

= 87,80\$

@ 3\$ LE MILLIER DE  $PI^3$  DE GAZ

65% D'EFFICACITÉ

= 46,15\$

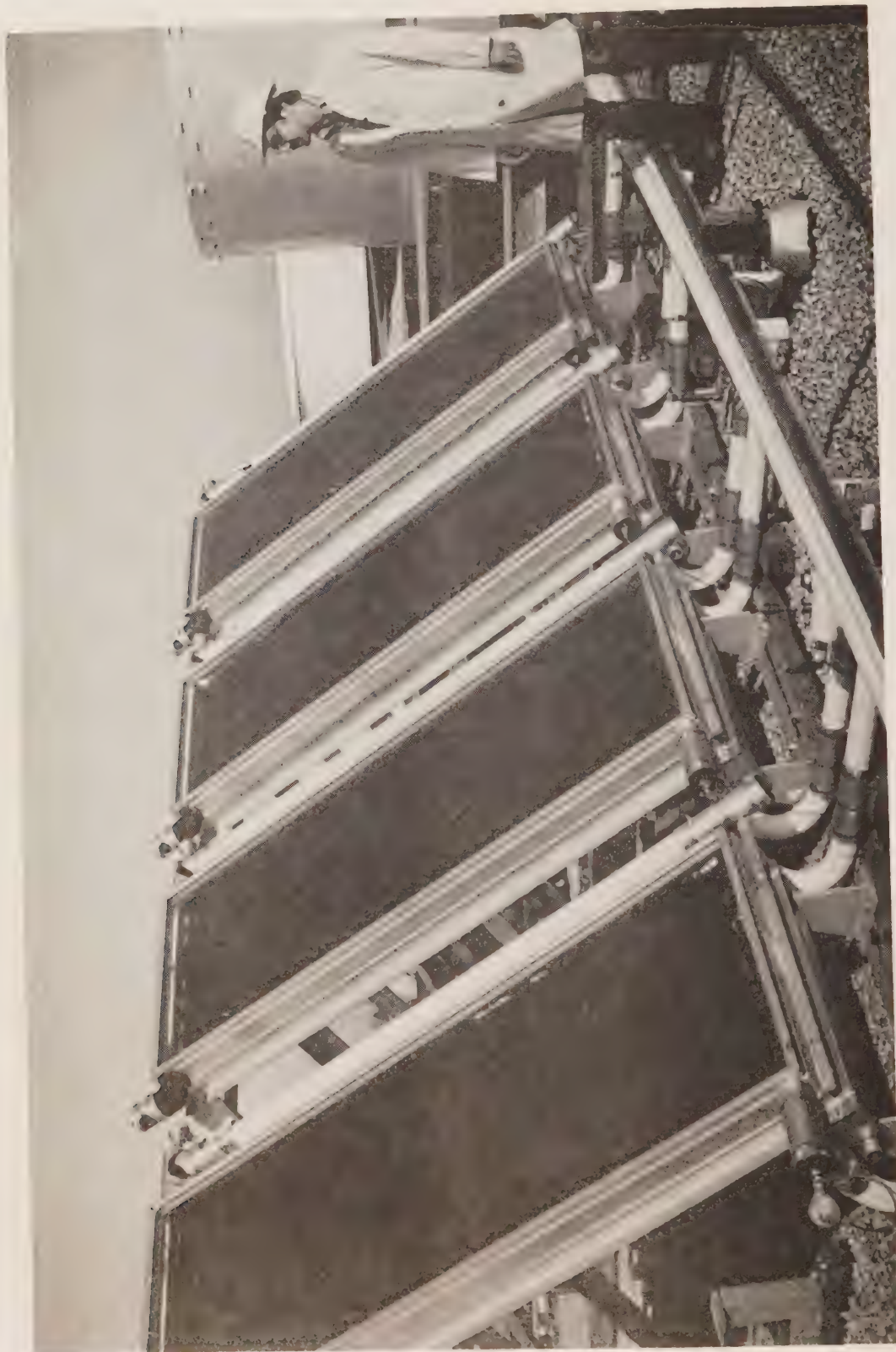
BÉNÉFICE NET

PAR RAPPORT À L'ÉLECTRICITÉ ≈ 38\$

- 3,85\$



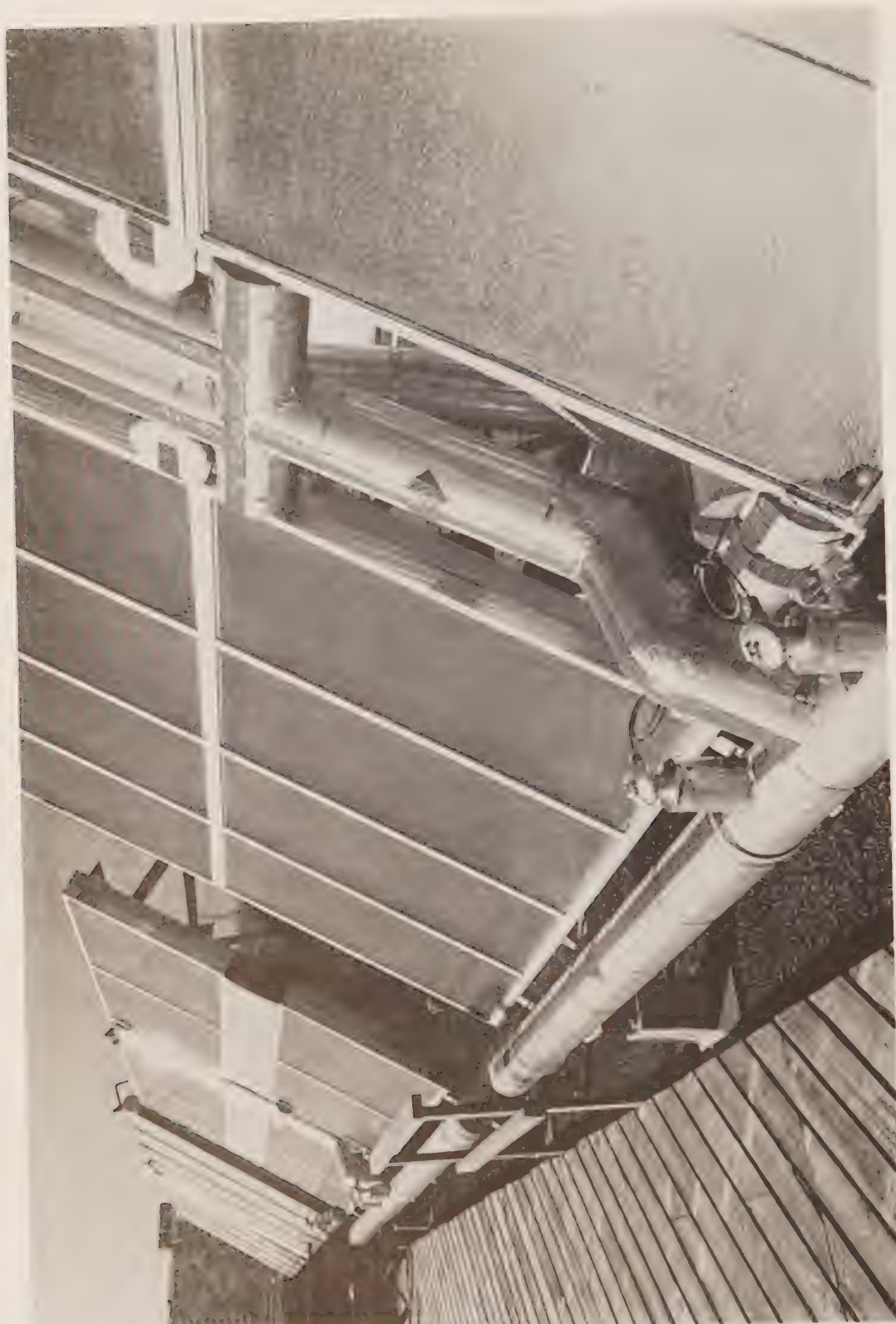












APPENDICE « AEEA - 16 »

CHAUFFAGE URBAIN

TYPE NORD-AMÉRICAIN ET TYPE EUROPÉEN

G.S. FARKAS

THE SHAWINIGAN ENGINEERING COMPANY LTD.

MONTREAL

AVRIL 1975

(PRÉPARÉ POUR LE VOYAGE D'ÉTUDE TECHNIQUE

PAR DES EXPERTS CANADIENS EN SUEDE, 13 - 19 AVRIL 1975)

## CHAUFFAGE URGAIN

## TYPE NORD-AMÉRICAIN ET TYPE EUROPÉEN

Les modes de vie, les réalités économiques ainsi que les mythes des différents pays et continents peuvent contribuer aux différences existant sur le plan technologique. L'automobile constitue un bon exemple à l'appui de cette hypothèse. Le domaine du chauffage urbain, sans être un exemple aussi flagrant, est tout de même assez important pour être à l'origine de ce voyage d'étude en Europe.

Il existe un type nord-américain de chauffage urbain, tel celui que nous connaissons de nos jours, et un type européen que nous allons étudier dans le présent document. Les principales différences qui se situent au niveau de la conception se traduisent par des différences minimales au niveau des résultats obtenus. Les traditions diffèrent et de nouveaux types apparaissent lorsque les concepts changent.

L'appréciation de l'énergie et la gestion des ressources sont des éléments essentiels à la réalisation du concept énergétique. Par le passé, les Nord-américains n'ont pas accordé la même importance que les Européens à ces deux facteurs. Suite à la crise d'énergie de 1973, nous aurons peut-être à changer d'attitude, et, selon toute indi-



cation, c'est ce que nous allons faire. En effet, nous semblons vivement intéressés à recycler les déchets et à fabriquer des produits de substitution pour les ressources naturelles insuffisantes. Nous commençons également à combiner différents procédés dans un but d'optimisation globale plutôt que partielle et à associer l'idée de conservation à la consommation en général.

En deux semaines environ, nous saurons à quoi nous en tenir sur le type européen. Il se peut que plus tard, à la lumière des renseignements acquis lors de cette visite, nous soyons appelés à évaluer notre position et même à l'orienter dans une autre direction. Si nous changons d'idée, cela ne peut que se refléter sur le type de chauffage utilisé. Le présent document ne vise pas à influencer ce changement, ni à encourager certaines conclusions, mais bien à stimuler les idées et les discussions et à rendre ce voyage fructueux.

## CHAUFFAGE URBAIN

## NORD-AMÉRICAIN

## EUROPÉEN

à usage simple

SYSTÈMES

à usage double ou  
à usages  
multiplesuniquement de la  
chaleur

PRODUISANT

de la chaleur et  
de l'électricité

thermiques

dans des

CENTRALES

de cogénération

surtout du gaz et  
de l'huileutilisant des  
COMBUSTIBLESsurtout du  
charbon et la  
chaleur de  
récupérationvapeur haute  
pressionpour produire le  
FLUIDE CHAUFFANTeau basse  
température

maximales, partout

assurant les  
CONDITIONS DE  
CONFORTacceptables dans  
certains cas

majoré	à COÛT	compétitif
principalement les établissements	et desservant des CLIENTS	ainsi que les habitations
	ce qui représente un pourcentage du	
	besoin total en	allant de 10 à
d'environ 1 à 2%	chauffage du PAYS	40%

Dans les paragraphes qui suivent, le terme "chauffage urbain" est utilisé dans le sens large afin d'englober tous les types de chauffage central et de chauffage collectif. Le terme "chauffage urbain" dans son sens restreint qui correspond à un service public tel que l'alimentation en électricité ou en eau existe en Amérique du Nord, mais le terme "chauffage central" convient mieux pour décrire la majorité des modes de chauffage utilisés au Canada.



## USAGE SIMPLE ET USAGE DOUBLE

## MODE THERMIQUE ET MODE THERMODYNAMIQUE

Une centrale de chauffage urbain type en Amérique du Nord est destinée à produire de la chaleur et à la distribuer uniquement au quartier qu'elle dessert. Son rendement est évalué en fonction de sa capacité d'accomplir cette unique fonction comparativement aux autres méthodes de chauffage disponibles en termes d'économie, de fiabilité et d'effets sur l'environnement. Des centrales bien conçues et bien exploitées peuvent fonctionner à une efficacité thermique comprise entre 70 et 80% et elles représentent la meilleure solution selon des études de faisabilité réalisées avant la mise en service de la centrale et selon les rapports d'étude effectués lors de son exploitation. Le mode de chauffage est de nature entièrement thermique et consiste principalement en un procédé se divisant en trois étapes: la combustion, le transfert de la chaleur et son transport. Il constitue un principe d'optimisation partielle pour le chauffage seulement. L'énergie nécessaire à l'alimentation du système doit être achetée d'une entreprise de service public.

Cette même entreprise fournit également l'électricité à ceux qui reçoivent leur énergie calorifique

de la centrale thermique. Dans ce cas-ci, il s'agit d'une centrale ayant été optimisée pour produire uniquement de l'énergie électrique. En raison du caractère imprévisible de la nature, ce procédé est tellement "imparfait", en dépit du personnel compétent et du matériel sophistiqué utilisés, que l'efficacité maximale atteinte dans les conditions les plus favorables n'est que d'environ 35 ou 38%. La différence prend la forme de chaleur de bas niveau. La récupération de cette chaleur a toujours été et demeure une énigme pour les thermodynamiciens. C'est en tentant de résoudre ce problème qu'on est arrivé à découvrir et, par la suite, à mettre au point le cycle de chauffage par récupération d'eau d'alimentation. Récemment on a perfectionné, par simple analogie, ce concept que l'on applique maintenant non seulement au cycle primaire de vapeur mais aussi à un cycle de chauffage extérieur. La production d'énergie électrique a ainsi été combinée de façon thermodynamique au chauffage urbain, ce qui permet à une centrale d'offrir ces deux services. Ce type de chauffage urbain est couramment utilisé en Europe et repose sur le principe de l'optimisation globale.

Il va sans dire qu'il est difficile et d'obtenir et de chiffrer l'optimisation globale. Étant donné qu'il y a maintenant deux produits, le produit principal et le produit dérivé, selon l'utilisation prévue, il faut trouver

simultanément deux marchés distincts. Cette condition peut poser des problèmes en Amérique du Nord, mais les Européens, pour leur part, semblent avoir trouvé la solution. Il nous est déjà arrivé d'envisager le principe de cogénération pour certains modes de chauffage urbain au Canada; mais lorsqu'on considère que la production de l'énergie électrique, en tant que produit dérivé, fluctue selon le besoin en énergie calorifique puisqu'elle en est fonction, que les quantités produites à l'époque semblent plutôt négligeables lorsqu'on les compare aux demandes d'aujourd'hui et que la prestation de ce service ne serait pas nécessairement conforme aux normes de fiabilité exigées, on comprend pourquoi les marchés étaient introuvables et pourquoi l'idée de cette énergie dérivée a été abandonnée.

#### TEMPÉRATURE DE DISTRIBUTION ET CHUTE DE TEMPÉRATURE

Une fois que la faisabilité d'un projet de chauffage urbain nord-américain a été déterminée, l'optimisation du mode de chauffage consiste principalement à établir un équilibre entre les dépenses occasionnées par la distribution et les économies de production. En centralisant la production, on réalise des économies en raison du coût moins élevé du gros matériel, de l'efficacité accrue, du coefficient de charge amélioré de la centrale, de la réduction de main-d'oeuvre, etc. Cependant, le coût de



distribution de la chaleur a tendance à compenser rapidement ces économies et pourrait même restreindre le réseau de distribution.

Lors de la conception, on vise surtout, d'une part, à minimiser les coûts de distribution et, d'autre part, à augmenter la longueur du réseau. La réalisation de cet objectif peut se faire par l'utilisation d'une température de distribution élevée, permettant des chutes de température importantes et, par conséquent, des débits plus faibles. Étant donné que toute réduction de l'énergie de sortie ne présente aucun désavantage, la limite maximale de température est habituellement déterminée d'après les facteurs coût et sécurité. Normalement, la plage des températures de distribution se trouve entre 350 et 400°F, ce qui correspond, respectivement, aux pressions de vapeur manométriques traditionnelles de 125 et 250 lb/po<sup>2</sup>. En raison des pressions et des températures élevées, les réseaux secondaires sont isolés du réseau primaire (de distribution) par un échangeur de chaleur. Le pompage entre réseaux primaire et secondaires et le principe de la séparation hydraulique sont souvent utilisés afin de maintenir une chute de température importante dans le réseau primaire, tout en assurant une chute de température adéquate dans le réseau secondaire.

Lorsque l'énergie électrique est produite aux dépens de la charge calorifique du chauffage urbain, l'efficacité optimale en matière de production d'électricité repose, en théorie, sur l'utilisation d'une température de distribution minimale permettant d'obtenir une chute de température maximale. Cependant, les coûts de distribution tendent à monter, ce qui réduit les économies. L'analyse de rentabilité tient compte de la valeur estimative de l'électricité dérivée fondée sur le meilleur débit calorifique obtenu et sur l'équivalent en capacité de condensation requis. En d'autres termes, les coûts accrus de distribution peuvent être compensés par les économies additionnelles réalisées au chapitre de la production de l'électricité, des températures de distribution moins élevées pouvant ainsi être admises. Le fluide primaire peut même à l'occasion présenter un coefficient de sécurité permettant son emploi dans le réseau de l'abonné sans qu'on ait recours à un échangeur de chaleur. Ce mode de chauffage est davantage économique et constitue un point de plus en faveur du système thermodynamique utilisé en Europe.

#### TEMPÉRATURE DE SERVICE

L'eau à basse température constitue le fluide chauffant le plus couramment utilisé dans les installations de chauffage par fluides chauffants en Amérique du Nord.

Ces systèmes assurent le chauffage de presque tous les bâtiments commerciaux et publics. La chute de température théorique traditionnelle est de 20°F, entre la température de distribution de 200°F et la température de retour de 180°F. Des chutes de température et des températures de distribution plus élevées sont souvent utilisées pour les aérothermes, les dispositifs de chauffage par air de compendation etc. aux fin d'utilisation industrielle et commerciale. Les chauffe-eau domestiques fonctionnent à environ 150°F.

En Europe, les niveaux des températures de service sont en général moins élevés, la différence atteignant même parfois de 20 à 30°F, surtout pour ce qui est de l'eau de retour pour laquelle des températures comprises entre 140 et 150°F sont assez fréquentes. Des avantages thermodynamiques évidents résultent de l'utilisation d'une température de service moins élevée, domaine relevant des ingénieurs en chauffage et en conditionnement d'air qui, en Amérique du Nord, se conforment aux exigences des manuels de l'ASHRAE. Il est peu probable que des changements se produisent dans ce domaine, à moins que ce ne soient des changements pour le meilleur surtout en matière de production d'électricité, puisque ces exigences sont bien établies et reconnues universellement.



## TEMPÉRATURE DE DISTRIBUTION FIXE PAR RAPPORT À VARIABLE

Il est pratique courante en Amérique du Nord de satisfaire les variations de la demande en chaleur en faisant varier le débit tout en conservant une température de distribution fixe. On réduit ainsi les coûts de pompage sans pour autant sacrifier indûment les pertes calorifiques. Si, lors de périodes où la demande est très faible, la température de retour commence à augmenter et se maintient à un niveau élevé, on peut alors abaisser la température de distribution afin de compenser le déséquilibre du système.

Lorsque la production d'électricité est en jeu, l'objectif est de la maximiser. Pour ce faire, on peut utiliser en tout temps la température de distribution minimale permettant le rendement satisfaisant du système de chauffage. Étant donné que la charge calorifique est fonction, en particulier, de la température extérieure et, en général, des autres conditions atmosphériques, il serait rentable de faire varier la température de distribution de façon qu'elle s'harmonise avec ces conditions. Cette méthode de contrôle de la charge est typique des centrales européennes qui conjuguent la production de la chaleur et de l'électricité. En Europe centrale, par exemple, où les systèmes de chauffage sont conçus pour des températures extérieures de  $-15^{\circ}\text{C}$  ( $5^{\circ}\text{F}$ ) et des températures de distribution/retour de  $130^{\circ}/70^{\circ}\text{C}$  ( $266^{\circ}/158^{\circ}\text{F}$ ) à une condition de charge nominale, la demande en chaleur peut

être satisfaite seulement avec une eau de retour du 89°C (192°F) à une température extérieure de 0°C (32°F) et avec une température de distribution de 74°C (165°F) pour une température extérieure de 5°C (41°F).

Le réglage de la température de distribution en fonction de la température extérieure et des autres conditions atmosphériques (vent, soleil, pluie, etc.) se fait par corrélations empiriques à la centrale.

#### CONCEPT DE L'ÉNERGIE TOTALE

Il est impensable de terminer le présent exposé sans mentionner le concept de l'énergie totale et de ses dérivés. À première vue, cette réalité ne semble qu'exister en Amérique du Nord, mais une étude plus approfondie révèle cependant que cette technologie s'apparente de près au type de chauffage urbain utilisé en Europe. Il s'agit d'une mini-centrale de chauffage et de refroidissement combinée. Sa conception englobe tous les éléments d'une vraie centrale électrique de chauffage et de refroidissement et pose tous les problèmes qui sont associés à sa réalisation dont la détermination du coefficient de charge, l'équilibre à court terme et à long terme entre la demande et l'offre en matière de chaleur et d'électricité, l'entreposage, la récupération de la chaleur, la surveillance adéquate permettant d'éviter toute irréversibilité induite dans le cycle, les exigences de

fiabilité, les dispositifs auxiliaires et l'assurance d'une meilleure rentabilité par rapport aux autres solutions. Lorsque les conditions sont propices, rien ne peut la remplacer car, à toute fin pratique, il s'agit d'un procédé visant lui-même à remplacer un système produisant d'une part de la chaleur et du froid et d'autre part achetant de l'énergie électrique. Le dilemme qui en résulte peut défier la logique de tout ingénieur: pourquoi n'est-il pas possible d'appliquer ce même principe à des charges importantes ou à des groupes de charges, soit une centrale électrique de chauffage et de refroidissement urbain ou métropolitain, comme c'est le cas pour les centrales de chauffage urbain de type cogénération en Europe?

## RÉSUMÉ

Mon analyse objective s'arrête ici. Je n'ai réussi qu'à effleurer ce sujet vaste et complexe et me suis attardé à de simples détails. À mesure que progressera notre visite, vous découvrirez peut-être que les différences sont moins importantes que mon exposé ne vous l'a laissé croire, ou qu'au contraire, elles sont importantes et significatives. Il se peut également que vous vous rendiez compte que les répercussions sont loin d'être restreintes au domaine du chauffage urbain ou aux modes de conception. Après tout, nous, les ingénieurs du domaine, ne faisons que



satisfaire à la demande en chaleur, nous ne la créons pas. Le propriétaire et l'utilisateur, l'architecte et l'ingénieur en mécanique (bâtiment) sont ceux qui déterminent ces besoins. Vous et moi, pouvons, avec peine, réussir à couper 5% de la consommation en énergie calorifique, alors que ces gens auraient pu, avant même notre entrée en scène, économiser 10% en préconisant une conception favorisant l'économie énergétique. Nous espérons que ces situations ne se reproduiront plus à l'avenir; du moins, pas trop souvent. Cette réalité ne constitue toutefois qu'une partie du problème. Nous ne sommes pas seulement des ingénieurs, architectes, propriétaires etc. canadiens, mais également des consommateurs canadiens qui ont leurs propres exigences de confort. Il ne faut pas oublier que ce qui existe en Europe a été conçu pour les consommateurs européens et en conformité avec leurs exigences de confort. Nos exigences ne sont pas nécessairement les leurs. Serait-ce à dire que le coeur du problème se trouve dans la différence entre l'interprétation nord-américaine et européenne du confort?

APPENDICE « AEEA - 17 »CHAUFFAGE URBAIN

(PROJET)

Dans le langage moderne, l'expression "chauffage urbain" désigne une technique suivant laquelle la chaleur et l'électricité sont produites simultanément afin d'être distribuées puis vendues en tant que service public. L'énergie thermique constitue le produit primaire, tandis que l'énergie électrique est le sous-produit qui est distribué par l'intermédiaire du réseau électrique. La distribution de la chaleur se fait par canalisations. Dans les conduites, un fluide chauffant véhicule la chaleur de la centrale thermique à la sous-station de l'utilisateur. Tout comme pour l'électricité, l'abonné est facturé grâce à un compteur mesurant le nombre de calories fournies.

C'est sous cette forme que se présente le plus souvent le chauffage urbain employé dans pratiquement tous les pays européens situés au nord de l'Italie, pays qui utilise également cette technique de chauffage. En France, on retrouve l'expression "chauffage urbain"; dans d'autres pays et langues, ce mode de chauffage est habituellement appelé "chauffage à distance", expression indiquant que la chaleur provient d'un lieu éloigné. La distance peut être de plusieurs kilomètres. Dans la région de la Ruhr en

Allemagne, certains réseaux de chauffage urbain atteignent 30 km de longueur. On prévoit y construire des réseaux de grande capacité destinés à relier les installations de chauffage à distance des grandes villes à travers le pays et une installation d'alimentation thermique nationale. La Suède, la Finlande et le Danemark possèdent des réseaux de chauffage urbain importants et modernes qui ont tous été construits au cours des dernières trente années. En Suède, les besoins en chaleur d'une ville de 90 000 habitants sont entièrement comblés par le chauffage urbain, y compris la fonte des neiges des routes et places principales. Au Danemark, les maisons de ferme qui sont situées à des centaines de mètres les unes des autres sont raccordées aux canalisations de chauffage urbain. C'est en Union soviétique et dans ses pays alliés que l'on retrouve le plus gros des installations de chauffage urbain dans le monde et où cette technique de chauffage a atteint le niveau d'idéal technique.

En raison des distances qui existent et la chaleur qui est fournie suivant le mode de la cogénération, l'eau chaude est le fluide chauffant habituellement utilisé en Europe. L'eau chaude est pompée dans les canalisations suivant une méthode analogue à celle utilisée pour l'eau municipale. Une fois la chaleur extraite du fluide à la sous-station de l'utilisateur, l'eau refroidie est réacheminée à



l'installation de chauffage urbain dans un réseau de canalisations fermé afin d'être réchauffée et utilisée de nouveau.

En Amérique du Nord et au Canada, le chauffage urbain est beaucoup moins répandu qu'en Europe et diffère du concept européen. Au lieu d'employer l'eau chaude comme c'est le cas en Europe (environ 120 °C ou 248 °F), les chaufferies nord-américaines utilisent surtout la vapeur ou l'eau haute température (par exemple, 180 °C ou 350 °F) en guise de fluide chauffant. De plus, la cogénération est rarement employée. Jusqu'à présent, le chauffage urbain n'est pas devenu une technique à double usage selon laquelle la chaleur et l'électricité sont produites simultanément et l'énergie thermique est vendue en tant que service public. Le réseau canadien type ne produit de la chaleur que pour une clientèle choisie, telle qu'un groupe de bâtiments d'un campus universitaire, une base militaire, un aéroport, un groupe d'édifices en hauteur situés au centre ville ou un complexe d'édifices gouvernementaux, comme celui de la colline du Parlement. Ces installations sont du type à usage simple, c'est-à-dire qu'elles ne produisent que de la chaleur, par opposition aux installations européennes à double usage qui produisent de la chaleur et de l'électricité. Aux fins de distinction dans le présent document, ces pratiques utilisées au Canada sont appelées "chauffage central" ou "chauffage collectif".

Le "chauffage urbain" et le "chauffage central" constituent des techniques de substitution du "chauffage individuel" où chaque maison ou bâtiment assure sa fourniture de chaleur à l'intérieur de ses murs. Les avantages du chauffage urbain doivent donc être comparés aux avantages du chauffage central et du chauffage individuel. La suite du présent document porte sur cette comparaison.

Les avantages du "chauffage urbain" reconnus dans le monde résident dans la conservation de l'énergie primaire, la réduction de la pollution de l'air et le libre choix quant aux combustibles les plus économiques. Le fait que ces trois attributs diffèrent grandement pour le chauffage urbain et le chauffage individuel démontre que les économies et les avantages qu'offre le chauffage urbain peuvent être considérables.

Toutefois, les frais d'investissement initiaux diminuent la rentabilité du chauffage urbain pour l'entrepreneur et l'utilisateur éventuels, du fait que les avantages susmentionnés profitent à l'économie nationale ou régionale plutôt qu'au consommateur individuel.

Si la distribution de l'énergie thermique par chauffage urbain était aussi répandue que celle de l'électricité, de l'eau municipale ou même du gaz naturel, le coût de

distribution serait à la fois négligeable et tenu pour acquis. C'est précisément ce à quoi visent les réseaux de chauffage urbain, soit de devenir un autre service public, comme c'est le cas pour l'électricité, l'eau et le gaz naturel.

Toutefois, des modes de chauffage urbain importants et universels ne peuvent être mis au point du jour au lendemain. En effet, plusieurs années devront s'écouler avant que la première centrale de chauffage urbain de type cogénération ne puisse être exploitée. Les véritables avantages du chauffage urbain commencent à se manifester à compter de ce jour en termes de rentabilité tant pour l'économie nationale que pour les usagers. Le coût initial du réseau de distribution équivaut donc à une mise de fonds dans une entreprise qui se révèle en définitive sounaitable et rentable.

Presque toutes les études effectuées au Canada au cours des dernières années ont confirmé que: 1) le chauffage urbain permet de réaliser des économies d'énergie; 2) ce mode de chauffage est rentable à la longue; mais 3) il nécessite une mise de fonds importante; et 4) il pose des problèmes sur le plan institutionnel.



Dans le contexte canadien du "chauffage urbain" par opposition au "chauffage central", il est à remarquer que:

Plusieurs systèmes de chauffage central existent au Canada, mais seuls quelques systèmes fonctionnent ou pourraient fonctionner suivant le principe de la cogénération. La plupart des systèmes canadiens sont du type à vapeur haute pression ou à eau haute température, soit des modes de chauffage qui ne mènent pas à cogénération et qui ne permettent pas de réaliser des économies d'énergie aussi importantes que celles obtenues au moyen des systèmes à eau basse température. Aucun des systèmes types au Canada ne peut être équipé, après coup, de moteurs solaires ou de pompes à chaleur, deux des techniques les plus prometteuses. Par contre, les systèmes de type européen utilisant l'eau à basse température pourraient l'être.

Essentiellement, le Canada ne possède ni les techniques ni l'expérience requises pour utiliser ces nouvelles méthodes de conservation d'énergie. Il doit donc s'inspirer d'une démonstration. La meilleure façon d'implanter le chauffage urbain à basse température au Canada consiste à l'employer dans les nouveaux systèmes que l'on installe, étant donné que les modifications qui pourraient être apportées aux installations existantes se révéleraient à la fois coûteuses et même irréalisables.

Le chauffage urbain ne doit pas être considéré comme une nouvelle technique ni une entreprise hasardeuse. La production simultanée de l'électricité et de la chaleur constitue une technique dont les avantages ont déjà été irréfutablement démontrés. Le chauffage urbain utilisant la production conjuguée de chaleur et de courant électrique permet inmanquablement de réaliser des économies d'énergie (de l'ordre de 30 pour cent dans les cas étudiés), réduit la pollution de l'air et de l'eau par l'atmosphère et la chaleur, constitue un mode de chauffage propre et diminue les risques d'incendie dans les bâtiments du fait qu'aucune flamme n'est exposée.

Le chauffage urbain est compatible avec toutes les sources d'énergie, soit, entre autres, les combustibles fossiles, l'énergie nucléaire, les déchets solides et la chaleur de récupération industrielle. S'il est du type à basse température, il pourra éventuellement être utilisé de concert avec l'énergie nucléaire.

Les recommandations visant à favoriser le développement du chauffage urbain au Canada devraient tenir compte des facteurs suivants:

- 1) La conception des installations futures de chauffage et de refroidissement des bâtiments ainsi que le choix du

matériel et des paramètres de service influent sur l'intégration éventuelle des installations des bâtiments aux réseaux de chauffage et de refroidissement urbains. C'est pourquoi les installations des bâtiments devraient être conçues pour fonctionner à l'aide de chaleur de bas niveau.

2) On devrait cesser d'équiper les installations de chauffage central ou collectif de réseaux de distribution de chaleur haute température, tels que ceux utilisant la vapeur haute pression ou l'eau haute température. En effet, de tels réseaux diminuent les possibilités de production de chaleur d'une installation, en jouant le rôle de dissipateur thermique, et utilisant un circuit de distribution incompatible avec la distribution de la chaleur de bas niveau.

3) Pour chaque solution de rechange faisant l'objet d'une étude de faisabilité donnée, on devrait préciser l'économie et la compatibilité énergétiques d'une façon analogue à l'analyse économique et à la comptabilité fiscale. Il se peut que l'économie fiscale demeure le facteur décisif, mais les responsables de la décision devraient être mis au courant du "gaspillage" d'énergie que leur choix entraînera.

4) Les techniques utilisées en Europe peuvent servir d'exemple. Toutefois, on devrait tenir compte des



conditions existant au Canada, particulièrement de la prédominance de la charge calorifique. Le principe de la production conjuguée de chaleur et de courant électrique offre de nouvelles méthodes d'économie d'énergie dans le domaine du refroidissement urbain, service public très coûteux peu étudié jusqu'ici, mais qui pourrait permettre de faire des économies d'énergie plus importantes que celles réalisables lorsque le même principe est appliqué au chauffage urbain.

*The Shawinigan Engineering Company Limited*

## CONDITIONS DE CHAUFFAGE DANS LE MONDE

Pays	Température extérieure		Température intérieure		Degrés-jours 65° Base de 65° F
	°C	°F	°C	°F	
Canada	-24	-13	21-24	70-75	8700 Ottawa
États-Unis	- 9	15	21-24	70-75	5000 New York
Angleterre	- 1	30	18-20	65-68	5000 Londres
Danemark	-16	3	20	68	6500 Copenhague
Suède	-20	- 4	20	68	8600 Stockholm
Allemagne de l'Ouest	-12	10	20	68	6100 Hambourg
France	- 7	20	20	68	5000 Paris

## Énergie consommée pour le chauffage annuel des habitations en fonction du PNB en 1975

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR HABITANT —  
CHAUFFAGE ANNUEL DES HABITATIONS  
GJ / a

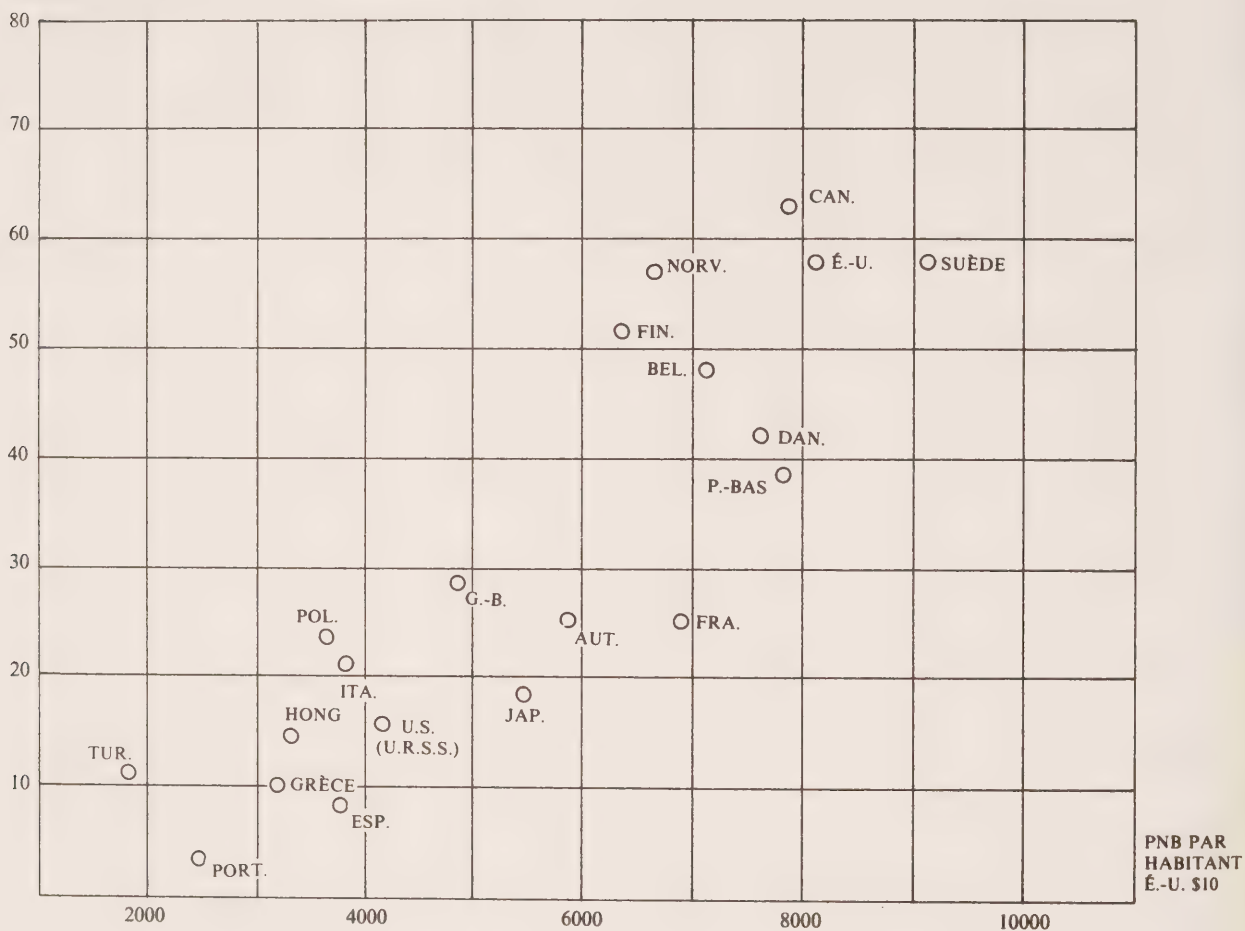




TABLEAU 1: Puissance et production des centrales thermiques et des centrales électriques produisant simultanément de la chaleur et de l'énergie électrique en 1974 dans certains pays de l'Europe centrale et orientale

PAYS	Chauffage central		Centrales électriques produisant simultanément de l'électricité et de la chaleur			
			ÉLECTRICITÉ		CHALEUR	
	Puissance installée (Gcal/h)	Production annuelle (Cal. t.)	Puissance installée (MW)	Production annuelle (GWh)	Puissance installée (Gcal/h)	Production annuelle (Cal. t.)
République fédérale d'Allemagne	6700	9400	5500	6700	14000	2400
Autriche	636	789	209	849	717	1372
Finlande	8790	55420	1680	6894	5740	24080
Hongrie	b	280a	440	882a	3297	9966
Pologne	8790	52750	3000	15856	9300	28348
Roumanie	...	3399	16995	12415	58404	
U.R.S.S.	b	b	48300	250000	200000	656500

a Services publics seulement.

b Compris dans «Centrales électriques produisant simultanément de l'électricité et de la chaleur».







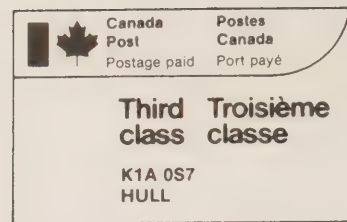












*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à*  
Imprimerie du gouvernement canadien,  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

---

## WITNESSES—TÉMOINS

*From Canadian Renewable Energy News: On Alternative Energy and Conservation—*

Mr. J. Passmore, Features and International Editor.

*From Economic Council of Canada: On Energy Economics—*

Dr. Peter Cornell, Senior Policy Advisor;

Dr. Ross Preston, Director, CANDIDE Research Group;

Mr. Dennis Paproski, Director, Seventeenth Review;

Mrs. Bobbi Cain, Research Economist.

*From Imperial Oil Limited: On Alternative Energy and Oil Substitution*

Mr. W. A. Bain, Manager, Energy Studies, Corporate Planning Services;

Mr. D. J. Cameron, Manager, Renewable Energy, Corporate Planning Services.

*From Shawinigan Energy Consultants Limited: On District Heating—*

Mr. Geza Farkas, Executive Engineer.

*De Canadian Renewable Energy News: Énergie de remplacement et conservation—*

M. J. Passmore, éditeur international.

*Du Conseil économique du Canada: Économie énergétique—*

M. Peter Cornell, conseiller en chef;

M. Ross Preston, directeur, Groupe de recherche CANDIDE;

M. Dennis Paproski, directeur, Dix-septième exposé;

M<sup>me</sup> Bobbi Cain, économiste.

*De Imperial Oil Limited: Énergie de remplacement du pétrole—*

M. W. A. Bain, directeur, Études sur l'énergie, Services de planification des sociétés;

M. D. J. Cameron, directeur, Énergie renouvelable, Services de planification des sociétés.

*De Shawinigan Energy Consultants: Chauffage par district—*

M. Geza Farkas, ingénieur exécutif.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 10

Thursday, July 31, 1980

Chairman: Mr. T. H. Lefebvre

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 10

Le jeudi 31 juillet 1980

Président: M. T. H. Lefebvre

---

*Minutes of Proceedings and Evidence  
of the Special Committee on*

## Alternative Energy and Oil Substitution

*Procès-verbaux et témoignages  
du Comité spécial de l'*

## Énergie de remplacement du pétrole

DISPONIBLE EN FRANÇAIS

---

RESPECTING:

Study on alternative energy  
and oil substitution

CONCERNANT:

Étude de l'énergie de remplacement  
du pétrole

---

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

First Session of the  
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la  
trente-deuxième législature, 1980



SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTION

*Chairman:* Mr. T. H. Lefebvre

Messrs.

Corbett  
Gurbin  
MacBain

COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE DE  
REMPLACEMENT DU PÉTROLE

*Président:* M. T. H. Lefebvre

Messieurs

McCauley  
Portelance  
Rose

(Quorum 4)

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, JULY 31, 1980  
(15)

## [Text]

The Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution met at 9:42 o'clock a.m. this day, the Chairman, Mr. Lefebvre, presiding.

*Members of the Committee present:* Messrs. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance and Rose.

*In attendance: From the Science and Technology Division of the Research Branch of the Library of Parliament:* Mr. Dean N. Clay, Chief and Committee Project Manager; Messrs. John Graham and John DeGrace and Mrs. Judy Beange, Committee Research Officers.

*Witnesses: From Co-generation Associates Limited:* On Co-generation: Mr. A. Juchymenko, President; *From Friends of the Earth:* On Alternative Energy: Messrs. Ralph Torrie and J. Robinson and Mrs. Hélène Lajambe, Researchers.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated Friday, May 23, 1980 relating to Alternative Energy and Oil Substitution. (See Issue No. 1)

Mr. Juchymenko made an opening statement and answered questions.

On motion of Mr. MacBain, it was agreed,—That the document presented by Mr. Juchymenko entitled—An Overview of Co-generation—be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (See Appendix "AEEA-18")

Messrs. Torrie and Robinson and Mrs. Lajambe made opening statements and answered questions.

On motion of Mr. Rose, it was agreed,—That the following documents presented by "Les Amis de la Terre" be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence.

(a)—The Soft Energy Path—(See Appendix "AEEA-19")

(b)—Testimony of John B. Robinson—(See Appendix "AEEA-20")

(c)—"Considérations sur les chaînes énergétiques"—(See Appendix "AEEA-21")

(d)—"Biomasse"—(See Appendix "AEEA-22")

(e)—Renewable Energy Planning—(See Appendix "AEEA-23")

On motion of Mr. Portelance, it was agreed,—That the documents circulated by CANMET officials during the Committee's visit of their laboratories on Tuesday, July 29, 1980 be printed as appendices to this day's Minutes of Proceedings and Evidence.

(a)—Coal Liquefaction, A Technical Perspective—(See Appendix "AEEA-24")

(b)—Fluidized-Bed Combustion, An Emerging Technology —(See Appendix "AEEA-25")

## PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 31 JUILLET 1980  
(15)

## [Traduction]

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole se réunit aujourd'hui à 9 h 42 sous la présidence de M. Lefebvre (président).

*Membres du Comité présents:* MM. Corbett, Gurbin, Lefebvre, MacBain, McCauley, Portelance et Rose.

*Aussi présents:* De la Division des sciences et de la technologie du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement: M. Dean N. Clay, chef et directeur des projets du Comité; MM. John Graham et John DeGrace et M<sup>me</sup> Judy Beange, chercheurs du Comité.

*Témoins: De Co-generation Associates Limited:* Cogénération: M. A. Juchymenko, président. *Des Amis de la Terre:* Énergie de remplacement: M. Ralph Torrie, chercheur, M. J. Robinson, chercheur, M<sup>me</sup> Hélène Lajambe, chercheur.

Le Comité reprend l'étude de son ordre de renvoi du vendredi 23 mai 1980 portant sur l'énergie de remplacement du pétrole (Voir Fascicule n° 1).

M. Juchymenko fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Sur motion de M. MacBain, il est convenu,—Que le document présenté par M. Juchymenko intitulé—Aperçu sur la cogénération—soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (Voir Appendice «AEEA-18»).

MM. Torrie et Robinson et M<sup>me</sup> Lajambe font des déclarations préliminaires et répondent aux questions.

Sur motion de M. Rose, il est convenu,—Que les documents suivants présentés par «Les Amis de la Terre» soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour.

a)—La voie douce de l'énergie—(Voir Appendice «AEEA-19»)

b)—Témoignage de John B. Robinson—(Voir Appendice «AEEA-20»)

c)—Reflections on Energy Chains—(Voir Appendice «AEEA-21»)

d)—Biomass—(Voir Appendice «AEEA-22»)

e)—Projet d'exploitation de l'énergie renouvelable—(Voir Appendice «AEEA-23»)

Sur motion de M. Portelance, il est convenu,—Que les documents distribués par les représentants de CANMET au cours de la visite de leurs laboratoires qu'a effectué le Comité le mardi 29 juillet 1980, soient joints aux procès-verbal et témoignages de ce jour.

a)—Liquéfaction des charbons—Perspective technique—(Voir Appendice «AEEA-24»)

b)—Combustion en lit fluidisé—Une technologie en plein essor—(Voir Appendice «AEEA-25»)

(c)—R, D & D in Fluidized-Bed Combustion, The Coal Program for FY 1980-81 and Beyond—(See Appendix "AEEA-26")

(e)—Alternate Hydrocarbon Fuels for Road Transport—(See Appendix "AEEA-27")

(d)—The Effects of Technology on Automobile Fuel Economy Under Canadian Conditions—(See Appendix "AEEA-28")

At 12:37 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

c)—(Voir Appendice «AEEA-26»)

e)—Hydrocarbures de remplacement pour le transport routier—(Voir Appendice «AEEA-27»)

d)—Consommation d'essence et technologie automobile adaptée au climat canadien—(Voir Appendice «AEEA-28»)

A 12 h 37, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*Le greffier du Comité*

J. M. Robert Normand

*Clerk of the Committee*



## EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

Thursday, July 31, 1980

• 0942

[Texte]

**The Chairman:** Can we have order, please? Good morning ladies and gentlemen. We are happy to have with us today Mr. Juchymenko—I hope I am doing a good job of pronouncing your name. Sometimes when people pronounce my name, it gets mixed up also; as long as we spell it right is the main thing—representing Cogeneration Associates Limited. We wish to welcome you to the committee, Mr. Juchymenko and we are looking forward to your statement and the opportunity of questioning you after. Thank you very much; the floor is yours.

**Mr. A. Juchymenko (President, Co-generation Associates Limited):** Thank you, Mr. Chairman.

Mr. Chairman, I wish to express my thanks to the committee for this opportunity to express my views on cogeneration in Canada. I will start my presentation with a definition because cogeneration, in many cases, or the statement is being made that the word “cogeneration” itself has a lot of meanings. I have a specific definition of cogeneration which I would like to discuss here.

It has been recognized for some time that electricity and steam can be generated together in the same power plant more efficiently than they can be generated separately in different power plants. This simultaneous production of electricity and thermal energy, which could be steam, hot liquids or hot gases, is referred to as cogeneration.

There are two distinct configurations where the joint production of industrial process steam and electricity could be carried out. In one, low pressure steam could be generated as a by-product of electricity generation at a public utility's central station power plant, and you heard this particular presentation on district heating yesterday. Although this scheme will be important in some special circumstances, such as the Bruce Industrial Park project in Ontario, the over-all cogeneration potential with this strategy is probably limited to supply of district heating energy. Because it is uneconomical to transport steam long distances, industries using steam would have to be near the power plants from which their heat is supplied, a condition often difficult to fulfil. Long term contract would also be required to coincide with the economic life of the cogeneration plant.

The second configuration is industrial on-site generation. An emphasis on cogeneration at industrial sites would reverse the long-term move towards greater centralization of electrical power generation. In part, this trend has developed because the demand for electricity has grown much faster than the demand for process steam, as industries have mechanized and automated their processes.

• 0945

One of the features which make cogeneration attractive is its high thermodynamic efficiency. In a modern central sta-

## TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

Le jeudi 31 juillet 1980

[Traduction]

**Le président:** La séance est ouverte. Bonjour mesdames et messieurs. Nous avons le plaisir de recevoir parmi nous aujourd'hui M. Juchymenko—j'espère que je n'ai pas écorché votre nom. Il arrive d'ailleurs que l'on écorche le mien, mais le principal c'est que nous l'écrivions correctement. M. Juchymenko représente la société *Cogeneration Associates Limited*. Monsieur Juchymenko, nous sommes heureux de vous recevoir parmi nous aujourd'hui; nous sommes impatients d'entendre votre déclaration et de pouvoir vous poser des questions, par la suite. Nous vous remercions; la parole est à vous.

**M. A. Juchymenko (président, Co-generation Associates Limited):** Merci, monsieur le président.

Monsieur le président, j'aimerais remercier le Comité de m'avoir offert cette occasion de venir exprimer mon opinion sur la production conjointe au Canada. Je commencerai par vous donner une définition de ce que l'on entend par production conjointe parce que, bien souvent, cette expression a bien des significations. J'aimerais vous donner une définition précise de la production conjointe.

On sait depuis quelque temps déjà qu'il est plus efficace de produire de l'électricité et de la vapeur dans une même centrale que dans des centrales distinctes. On entend par production conjointe la production simultanée d'électricité et d'énergie thermique, qui peut se présenter sous la forme de vapeur, de liquide chaud ou de gaz chaud.

Il existe deux systèmes de production conjointe de vapeur industrielle et d'électricité. Dans le premier cas, la vapeur à basse pression constitue un sous-produit de la production d'électricité dans une centrale électrique; c'est ce dont vous avez entendu parler hier à propos du chauffage collectif. Bien que ce système sera important dans certains cas particuliers, comme pour le parc industriel Bruce en Ontario, le potentiel global de la production conjointe se limitera probablement ici au chauffage collectif. En raison du coût du transport de la vapeur sur de longues distances, les industries utilisant de la vapeur devront être installées à proximité des centrales électriques qui la leur fournissent, condition souvent difficile à réaliser. Les contrats à long terme devront également coïncider avec la durée d'exploitation des usines de production conjointe.

Le deuxième système concerne la production dans les zones industrielles elles-mêmes. En mettant l'accent sur ce système, on renverserait la tendance à long terme vers une plus grande centralisation de la production d'énergie électrique. Cette tendance s'est développée en raison du fait que, à mesure que les industries se sont mécanisées et automatisées, la demande d'électricité a cru beaucoup plus vite que celle de vapeur.

Si la production conjointe est très intéressante, c'est qu'elle est très efficace sur le plan thermodynamique. Dans les cen-

## [Text]

tion, generating electricity with steam designed and optimized solely to produce electrical energy, steam from a boiler is used at a high temperature and high pressure which passes through a turbine to low pressure and temperature, working to turn the electrical generator in the process. This low temperature exhaust steam leaves the turbine, enters a condenser where steam is condensed and is returned to the boiler. The energy rejected at the condenser is released into the lake or river. In the case of cogeneration, the energy contained in the exhaust steam is utilized for industrial processes.

Heat rejected from a thermal station, either in industry or at a utility thermal station, is a consequence of the Second Law of Thermodynamics, a natural law of science and cannot be avoided. In industry, when a plant cogenerates, it increases the temperature of the exhausted heat from the power cycle to useful levels which are required in industrial processes. The result is that industrial process steam serves as a condenser for the power cycle, thus decreasing substantially or even eliminating thermal discharges.

The effective efficiency of an industrial power plant generating steam and electricity together is 60 per cent to 80 per cent, whereas a public utility thermal station is at best, 38 per cent efficient at the present time. When the efficiency of the boiler has been allowed for, the amount of fuel required to produce electricity, which is called heat rate, by cogeneration is in the order of only 4,500 BTU/kWh, compared to the 10,000 BTUs per kilowatt hour required in a conventional power generating plant and about 13,000 BTUs for an industrial condensing turbine. Hence, cogeneration requires less than half of the fuel used by a public utility's power plants to produce the same amount of power.

The potential savings through the use of cogeneration is considerable, since about 60 per cent of all energy used by the industrial sector is in the form of steam. When steam is produced at high pressure to generate electricity and its exhaust steam is used in the process, this steam cycle is sometimes referred to as a "topping cycle."

Electricity can also be generated in industry from waste heat recovered from high temperature direct-fired combustion processes found in metal producing plants and nonmetallic mineral factories.

In a case where fossil fuel is used to fire an industrial process and then the waste energy is used to generate electricity, this is referred to as "bottoming cycle." In a more advanced cogeneration technology both topping and bottoming cycles are used to obtain a cycle of high efficiency.

Although this discussion has been about the steam turbine, a gas turbine and a diesel engine can also cogenerate.

I am going to skip the next section because this is a very technical part and if there are any questions I can answer on that subject. I will go to page 13, where I discuss fuel.

## [Translation]

trales modernes, conçues pour ne produire que de l'énergie électrique, la vapeur qui sort des chaudières, à haute température et à pression élevée, entraîne des turbines qui actionnent à leur tour des générateurs électriques; à la sortie des turbines, la vapeur, à basse température et à basse pression, passe par un condenseur avant d'être renvoyée dans la chaudière. L'énergie rejetée au niveau du condenseur est déversée dans le lac ou dans la rivière. Dans le cas de la production conjointe, l'énergie des effluents de vapeur est utilisée industriellement.

C'est la deuxième loi de la thermodynamique, loi physique inéluctable, qui explique les rejets de chaleur au niveau d'une centrale thermique, qu'il s'agisse d'une centrale industrielle ou d'une centrale électrique. Dans l'industrie, pour ce qui est de la production conjointe, il y a augmentation de la température de la chaleur évacuée du cycle de production d'énergie jusqu'au niveau nécessaire pour la consommation industrielle. La vapeur ainsi obtenue sert de condenseur dans le cycle de production d'énergie, ce qui réduit considérablement, voire élimine, les pertes thermiques.

Une centrale produisant à la fois de la vapeur et de l'électricité a un rendement de 60 à 80 p. 100 alors que, dans le meilleur des cas, les centrales thermiques actuelles n'ont qu'un rendement de 38 p. 100. Une fois que l'on a pris en compte le rendement de la chaudière, la quantité de combustible nécessaire à la production d'électricité dans le cadre de la production conjointe, ce que l'on appelle le taux de chaleur, n'est que de 4,500 BTU/kilowatt heure, contre 10,000 BTU/kilowatt heure dans les centrales électrogènes classiques et 13,000 BTU/kilowatt heure pour les turbines industrielles avec condenseur. On peut voir ainsi que, pour une même production d'électricité, les centrales de production conjointe nécessitent moins que la moitié du combustible utilisé dans les centrales classiques.

Grâce à la production conjointe, les économies potentielles sont considérables étant donné que l'industrie utilise 60 p. 100 environ de toute l'énergie dont elle a besoin sous forme de vapeur. Quand la vapeur est produite à haute pression en vue de la production d'électricité et que la chaleur évacuée est réutilisée dans le processus, on parle parfois de «cycles supérieurs».

L'électricité peut également être produite industriellement à partir des chaleurs résiduelles des procédés de combustion directe à haute température, tels ceux qui sont utilisés dans les usines métallurgiques et pour la transformation des minerais non métalliques.

Quand un procédé industriel fait appel à un combustible fossile et que l'énergie résiduelle est utilisée pour produire de l'électricité, on parle de «cycles inférieurs». Avec une technologie de la production conjointe plus avancée, on utilise à la fois le cycle supérieur et le cycle inférieur pour obtenir un cycle à haute efficacité.

Nous venons de parler des turbines à vapeur, mais il convient de noter que les turbines à gaz et les moteurs diesel peuvent également être utilisés pour la production conjointe.

Je vais sauter le chapitre suivant; il est très technique, mais je suis prêt à répondre à toutes les questions que vous aurez à me poser sur ce sujet. J'arrive à la page 13 où nous parlons de combustible.



## [Texte]

Just before that I would like to discuss two things. First, the part I am skipping deals with the technology and there are three technologies that are applicable to cogeneration. One is steam technology or steam turbine, gas turbine and then organic rankine cycle. Those are the three things that I would like to discuss with you.

Fuel considerations for a cogeneration system. In order to produce electricity in a topping cogeneration station, industries would have to purchase additional fuel for this purpose. A steam turbine can use almost any fuel; therefore it is economical which will determine the choice of fuel. In the case of a gas turbine, it is limited to natural gas and light distillates.

• 0950

The National Energy Board estimates that all fuels will continue to be available in Canada for at least the next ten years. Beyond that period, the availability of crude oil will depend on exploration and development successes in the offshore and frontier areas of Canada.

It is also apparent that the world is using up known reserves of economically accessible oil faster than new supplies are being found. Canada's commitment to the International Energy Agency to reduce its crude oil consumption by 2.5 per cent per year—and that figure might be wrong at this time because there were some other changes—precludes the use of oil-based products for cogeneration. However, natural gas is available in western and central Canada, and most of the existing large boilers in industry are fired by this fuel. Development of cogeneration would increase the use of natural gas by about 60 million Mcf per year, but this would also allow for the use of gas turbine technology in Canada. Municipal waste, forest by-products and coal from western Canada are other fuels suitable for cogeneration.

**Cogeneration potential in Canada:** Several studies commissioned by the Department of Energy, Mines and Resources and other organizations have estimated the technical cogeneration potential in Canada to be between 3,000 and 4,000 megawatts. A recently completed study by Acres-Shawinigan Limited projected the potential by the year 2000 to be 3,373 megawatts using steam turbine technology. If 50 per cent of this process steam was produced with gas turbines, then the potential could be as high as 9,300 megawatts. The extent to which this potential could be realized is influenced by such factors as the cost of purchased power, cost of fuel, return on investment, and government incentives.

Every industrial site is unique with its specific energy balance requirements and external conditions which influence the decision issue. Therefore, the development of cogeneration will

## [Traduction]

Auparavant, permettez-moi de faire deux remarques. Le chapitre que je viens de sauter traite des aspects technologiques et j'y fais allusion à trois technologies applicables au domaine de la production conjointe. Il s'agit de la technologie de la vapeur, ou des turbines à vapeur, des turbines à gaz et du cycle organique rankine. Ce sont là les trois éléments dont j'aimerais discuter avec vous.

Combustible nécessaire à un système de production conjointe. Pour produire de l'électricité dans une station de production conjointe fondée sur le cycle supérieur, il est nécessaire d'utiliser des suppléments de combustible. Une turbine à vapeur peut utiliser n'importe quel combustible; ainsi, c'est en fonction de facteurs économiques que se fera le choix du combustible à utiliser. Pour ce qui est des turbines à gaz, on est limité au gaz naturel et aux distillats légers.

Selon l'Office national de l'énergie, le Canada continuera à disposer de tous les combustibles existant actuellement pendant encore 10 années au moins. Au-delà les quantités de pétrole brut disponibles dépendront des résultats obtenus dans le domaine de la prospection et de la mise en valeur tant au large de nos côtes que dans nos régions difficiles.

Il semble également que le monde soit en train d'épuiser les réserves connues de pétrole d'accès économique facile à un rythme plus rapide que celui de la découverte de nouveaux gisements. Les engagements que le Canada a pris à l'égard de l'Agence internationale de l'énergie en vue de réduire sa consommation de pétrole brut de 2.5 p. 100 par an, ce chiffre est peut-être faux maintenant vu que d'autres éléments sont intervenus entre-temps, ces engagements, donc, empêchent d'utiliser des produits pétroliers pour la production conjointe. Quoi qu'il en soit, l'Ouest et le Centre du Canada disposent de gaz naturel et la plupart des grandes chaudières existant actuellement dans l'industrie utilisent ce combustible. Le développement de la production conjointe se traduirait par l'utilisation de quelque 60 millions de Mbc de gaz naturel par an, mais cela permettrait aussi l'utilisation au Canada de la technologie des turbines à gaz. Les déchets municipaux, les sous-produits forestiers et le charbon de l'Ouest du Canada pourraient également être divisés comme combustible pour la production conjointe.

**Potentiel de production conjointe au Canada:** selon plusieurs études commandées par le ministère de l'Énergie, le ministère des Mines et des Ressources et d'autres organismes, le potentiel de la production conjointe au Canada se situe entre 3,000 et 4,000 mégawatts. Selon une étude que la société *Acres-Shawinigan Limited* a récemment terminé, le potentiel pour l'an 2000 serait de 3,373 mégawatts et ce, au moyen de la technologie des turbines à vapeur. Si 50 p. 100 de la vapeur industrielle était produite au moyen de turbine à gaz, ce potentiel pourrait s'élever jusqu'à 9,300 mégawatts. Plusieurs facteurs peuvent avoir une incidence sur la réalisation de ce potentiel à savoir: le coût de l'énergie achetée, le coût du combustible, le rendement des investissements et les stimulants gouvernementaux.

Chaque zone industrielle est unique en son genre; elle a des besoins précis en matière d'équilibres énergétiques et elle doit faire face à des conditions extérieures particulières qui ont une



*[Text]*

depend on the case-by-case situation. However, based on current energy conditions, a few generalities can be outlined.

For most industries, a minimum after-tax return on investment, or ROI, of 20 per cent is applicable for this type of investment. Today, conventional cogeneration systems usually cannot achieve this degree of ROI, and a small increase in the industrial power rate charged by utilities can have a dramatic effect on ROI. Tax structure and rapid depreciation schedules provide effective economic incentives, but the most compelling incentive to cogeneration development is concern over fuel availability and electric power pricing. Organizations applying for capital support under the FIRE program—that is, the Forest Industry Renewable Energy program—with by-products suitable for burning in boilers to produce steam have indicated their interest in cogeneration. Other factors, such as industry tradition, its practices and the unavailability of power plant personnel, present problems which must be overcome. Finally, the availability of capital to produce electricity of high reliability, which is presently purchased from utilities at a low price, deters the development of cogeneration in Canada.

However, these inhibiting factors are reduced or eliminated when cogeneration is viewed from the provincial utilities' point of view, or from that of private cogeneration utilities set up to develop cogeneration potential in Canada. These private utilities, like public utilities, would require government assistance in the form of capital grants or long-term low-interest loans. They can be organized as a joint venture between the users and the operating company.

In Canada, these utilities can develop more than 2,000 megawatts of power at industrial sites with a lower investment and operating costs than would be needed for a similar capacity to be built at central power stations. This approach can offer high efficiency, together with distributed generation and reduced transmission costs. The economic advantages of a cogeneration system to a utility are found in the conservation of primary fuels and in the freedom to choose the more economic fuels. The difference in efficiency values indicates that the savings in energy can be considerable. In Ontario alone, cogeneration can replace about 1,000 megawatts of coal-fired generation at savings of about 4,000 BTUs per kilowatt hour, or 1.5 million tons of imported coal per year.

• 0955

Implementation programs: from the national point of view cogeneration systems which maximize energy savings and use abundant or renewable fuels are desirable. These requirements

*[Translation]*

incidence sur les décisions à prendre. Ainsi, le développement de la production conjointe dépendra de chaque cas particulier. Cependant, les conditions énergétiques actuelles permettent d'établir un certain nombre de généralités.

Pour la plupart des industries, on peut faire valoir pour ce genre d'investissement un rendement après impôt de quelque 20 p. 100. Les systèmes classiques de production conjointe actuellement utilisés ne permettent pas en général d'atteindre un tel niveau et il est à noter qu'une petite augmentation des tarifs de l'électricité vendue aux industries pourrait avoir une profonde incidence sur le rendement des investissements. La structure fiscale et les systèmes d'amortissement accélérés constituent des stimulants économiques efficaces, mais ce sont les préoccupations en matière de disponibilité du combustible et de prix de l'électricité qui inciteront le plus à développer la production conjointe. Les organismes qui demandent une aide financière au titre du programme ERIF, c'est-à-dire le programme sur les énergies renouvelables dans l'industrie forestière, ont indiqué qu'ils s'intéressaient à la production conjointe. Dans le cadre de ce programme, il s'agit d'utiliser les sous-produits forestiers pour alimenter les chaudières de production de vapeur. Parmi les problèmes qu'il faut actuellement résoudre, on compte les traditions et les pratiques industrielles ainsi que le manque de personnel. Enfin, le fait que l'on dispose de capitaux pour produire de l'électricité à haute fiabilité, celle que l'on achète actuellement à bas prix aux services de production d'électricité, empêche le développement de la production conjointe au Canada.

Quoi qu'il en soit, ces facteurs inhibiteurs sont réduits, voire éliminés, quand la production conjointe est vue sous la perspective des sociétés provinciales de production d'électricité ou sous celle des services privés de production conjointe créés pour développer le potentiel de production conjointe au Canada. Ces sociétés privées, comme les sociétés publiques d'ailleurs, ont besoin d'une aide du gouvernement, sous forme de subventions ou de prêts à long terme et à faible taux d'intérêt. Elles peuvent être organisées en tant qu'entreprises mixtes, avec participation des usagers.

Au Canada, ces sociétés peuvent produire plus de 2,000 mégawatts d'électricité dans les zones industrielles et ce, au prix d'investissements et de coûts d'exploitation moindres que ceux qu'exigent des installations du même type dans des centrales électriques ordinaires. Ce système offre une haute efficacité, une répartition de la production et une réduction des coûts de transport. C'est dans l'économie des combustibles primaires et dans la liberté de choisir des combustibles moins coûteux que se trouvent les avantages économiques des systèmes de production conjointe pour les sociétés de services publics. Les différences de rendement montrent que les économies d'énergie peuvent être considérables. Rien qu'en Ontario, la production conjointe permettrait d'épargner l'équivalent de 1,000 mégawatts d'électricité produite à partir de charbon, ce qui constitue une économie de 4,000 BTU par kilowatt heure, soit 1.5 million de tonnes de charbon importé par an.

Programme d'application: d'un point de vue national, il est souhaitable d'élaborer des systèmes de production conjointe, vu que ceux-ci permettent de réaliser des économies d'énergie

## [Texte]

dictate the need for the development of new technologies and more efficient utilization of our fuels. Hence, there is a need to invest in the research and development of technologies which are capable of harnessing the energy in waste heat streams, which is lost in the production of electricity. Our programs must be designed to move in an orderly fashion through the following phases:

**Phase I:** promote the acceptance of the present day topping cycles among the industrial establishments. They must be designed to meet the load balances within each cogeneration establishment. As part of this program, bottoming cycles, for industries with high quality waste streams should also be publicized.

In this phase no new technology is envisaged, and the stress should be placed on the marketing of this technology and on the removal of the constraints associated with this technology. Several approaches are available to the federal government for promoting cogeneration in industry. They are capital grants, loan guarantees and tax structure.

**Grants:** the estimated total investment in cogeneration in 1980 dollars over a period of 20 years is \$1,600 million. This expenditure by industry would add about 2,000 megawatts of capacity at an average cost of \$800 per kilowatt. Information supplied by several large pulp and paper mills indicates that about 30 to 40 per cent of the capital for cogeneration must come from grants, in order for them to justify this level of investment in this equipment. They claim that this level of support would lower the pay-back period to below 5 years, the requirement of the industry. Assuming the 40 per cent level of assistance, the total funds the government must make available to obtain 2,000 megawatts is about \$640 million.

However, this scheme does not guarantee the success of this program since there are other constraints which are not financial, but which have to be resolved by cogenerators. Technical operating problems and unavailability of experienced operators and managers will deter the development of this technology. A survey of 22 cogeneration stations in Ontario, representing about 500 megawatts of cogeneration, revealed that only four plants were operating efficiently; the rest were inefficient and costly, mostly for lack of trained operators. If the government chooses to offer grants, it would also have to set up a training program for operators.

Another concern is the actual amount of conservation of energy which can be attained with grants. After the installation of generators, the management may choose to operate this capacity as peaking plants contributing savings to the company while contributing very little to the conservation of energy. Therefore, this approach to the development of the cogenera-

## [Traduction]

maximums et d'utiliser des combustibles renouvelables, lesquels existent en abondance. La production conjointe exige la mise au point de nouvelles technologies et une utilisation plus efficace de nos combustibles. Il est donc nécessaire d'investir dans la recherche et le développement de technologies permettant d'exploiter l'énergie des chaleurs résiduelles, celles qui sont perdues dans la production de l'électricité. Nos programmes doivent être conçus en vue de réaliser les phases suivantes de façon coordonnée:

**Phase I:** Promouvoir l'acceptation des cycles supérieurs actuels dans l'industrie. Ils doivent être conçus pour satisfaire les équilibres de charge de chaque entreprise de production conjointe. Dans le cadre de ce programme, il convient de faire connaître également les cycles inférieurs des industries ayant des chaleurs résiduelles de haute qualité.

Aucune nouvelle technologie n'est envisagée pour cette phase et l'accent devrait être mis sur la commercialisation de cette technologie et sur la suppression des contraintes qui y sont associées. Le gouvernement fédéral peut envisager diverses méthodes pour promouvoir la production conjointe dans l'industrie. Il y a les subventions en capital, les prêts garantis et la fiscalité.

**Subventions:** Les investissements totaux qu'il faudra réaliser au titre de la production conjointe sur une période de vingt ans sont estimés à 1,600 millions de dollars, en dollars de 1980. Cette dépense permettrait d'accroître la capacité de quelque 2,000 megawatts, au prix de \$800 par kilowatt en moyenne. Selon les renseignements qu'ont fourni plusieurs grandes entreprises de pâte et papier, pour qu'elles justifient ce niveau d'investissement, il faudra que 30 à 40 p. 100 des capitaux nécessaires à la production conjointe proviennent de subventions. Ces entreprises estiment qu'un tel niveau d'aide permettrait de ramener à moins de cinq ans la période d'amortissement, ce qui leur est nécessaire. En supposant ce niveau d'aide de l'ordre de 40 p. 100, il faudrait que le gouvernement octroie quelque 640 millions de dollars pour que l'on arrive à une production de 2,000 megawatts.

Quoi qu'il en soit, ce système ne garantit pas le succès d'un tel programme compte tenu des contraintes autres que les contraintes financières, mais auxquelles les spécialistes de la production conjointe devront cependant faire face. Le développement de la production conjointe souffrira de problèmes d'exploitation technique et du manque de personnel qualifié. À l'issue d'une étude, on a pu constater que quatre seulement de 22 usines de production conjointe de l'Ontario, représentant une production de 500 megawatts environ, fonctionnaient efficacement; les autres étaient inefficaces et coûteuses et la plupart manquaient de personnel qualifié. En plus de subventions, le gouvernement devra donc offrir un programme de formation à l'intention des techniciens de ces centrales.

On se préoccupe également de l'importance des économies d'énergie que les subventions peuvent permettre de réaliser. Une fois les générateurs installés, les gestionnaires peuvent choisir de les utiliser comme système de pointe, ce qui permet certes à la société de réaliser des économies, mais ce qui contribue fort peu aux économies d'énergie. Par conséquent,



## [Text]

tion industry is not the most effective. Other alternatives may be more suitable.

Increase in electricity price: as was pointed out earlier in this paper electricity costs can have a dramatic effect on the return of investment in cogeneration. There are two ways of increasing this cost: impose tax on electrical power sold to industry; increase the price of fuel used in central generating stations.

When the price of fuel rises the cogenerators cost will also rise, since in most cases they purchase fuels for their boilers or processes. Hence, this scheme is not too effective.

Imposing a tax on electrical power would definitely increase ROI and would encourage investment in cogeneration. However, the level of tax must be about 20 per cent to be an effective instrument. This level of taxation would penalize most of the industries which have no technical potential, and would require some adjustments, with its inherent administrative problems.

## • 1000

Establish cogeneration utilities: this is probably the most effective way of coping with cogeneration development. A cogeneration utility can overcome most of the constraints, such as operating limitations and technical constraints, heat balances in individual plants, training of operators and managers, lowering of ROI expectations, increasing efficiency of the steam plants and introducing coal and by-products as fuels. What is suggested here is the incorporation of private companies with a goal of designing, building and operating generating stations supplying power and steam to industry. The users of these products can participate in these private utilities, but they cannot control them.

The prime mission of these utility corporations would be to market a complete cogeneration package to industry effectively as a turn-key operation. In marketing a cogeneration package, each facility could be treated as a separate utility and a unique corporate entity. The user or consumer could be an equal partner with the cogeneration corporation in a joint venture, and his contribution to the project could be the existing power plant if there is one in existence. The cogeneration corporation would match the equity contribution of the user and then negotiate the necessary additional finance it required to upgrade the power plant to have a cogeneration capability.

The on-sight manning of a steam plant is regulated by various provincial bodies. The cogeneration corporation would be responsible for the training of the supervision of the on-sight staff according to the codes.

## [Translation]

on peut dire que cette méthode de développement de la production conjointe n'est pas des plus efficaces. D'autres possibilités seraient peut-être mieux adaptées.

Augmentation du prix de l'électricité. Comme nous l'avons indiqué précédemment, le prix de l'électricité peut avoir une incidence considérable sur le rendement des investissements dans la production conjointe. Il existe deux façons d'accroître ce prix: Ou bien on impose une taxe sur l'électricité vendue aux industries, ou bien on augmente le prix du combustible utilisé dans les centrales électrogènes.

L'augmentation du prix du combustible se traduit par une augmentation des coûts auxquels les centrales de production conjointe doivent faire face étant donné que, dans la plupart des cas, elles achètent le combustible qui alimente leurs chaudières. Ce système n'est donc pas très efficace.

En imposant une taxe sur l'énergie électrique, on accroîtrait le rendement des investissements et on encouragerait les investissements dans la production conjointe. Cependant, pour être efficace, la taxe doit être d'environ 20 p. 100. Un tel pourcentage pénaliserait la plupart des industries ne disposant pas de potentiel technique et exigerait certains ajustements, ce qui pose nécessairement quelques problèmes sur le plan administratif.

Services publics de production conjointe: Ce serait probablement la façon la plus efficace de résoudre les problèmes que pose le développement de la production conjointe. Des services publics de production conjointe pourraient éliminer toutes les contraintes comme celle concernant le fonctionnement, les aspects techniques, les équilibres de chaleur dans les centrales, la formation des techniciens et des gestionnaires, la modération des attentes en matière de rendement des investissements, l'amélioration du rendement et l'utilisation comme combustible du charbon et de ses sous-produits. On propose ainsi de créer des sociétés privées qui auraient pour objectif de concevoir, de construire et d'exploiter des centrales génératrices qui fourniraient à l'industrie de l'électricité et de la vapeur. Les usagers de ces produits pourraient avoir une participation dans ces sociétés privées, sans toutefois qu'il puisse s'agir d'une participation majoritaire.

Ces sociétés auraient pour première mission de commercialiser des ensembles complets de production conjointe comme des usines clé en main. Chaque centrale de production conjointe serait ainsi traitée en tant qu'entreprise distincte. L'utilisateur ou le consommateur pourrait s'associer à part égale avec la société de production conjointe, dans le cas d'une entreprise mixte, en fournissant éventuellement la centrale électrique existante, s'il y a lieu. La société de production conjointe fournirait un capital d'un montant égal à celui de l'utilisateur et négocierait les fonds supplémentaires nécessaires pour améliorer la centrale électrique en vue de la transformer en une centrale de production conjointe.

La dotation en personnel d'une centrale de production de vapeur est réglementée par divers organismes provinciaux. La société de production conjointe serait chargée de former les surveillants du personnel de la centrale, conformément aux normes en vigueur.



## [Texte]

A central maintenance organization would be maintained by the corporation. This group would be responsible for all the joint venture installations and perform all the necessary major repairs and overhauls.

In marketing turn-key cogeneration facilities, each unit, while having some unique characteristics, would be standardized in its boiler and turbine design and operation. Fuels would be purchased for all the cogeneration units and therefore significant volume discounts would be available. As these cogeneration operations could operate several installations, the use of coal can be introduced as a major source of fuel at their stations.

As there are currently only approximately 50 cogeneration facilities in industry scattered throughout the country, the technical, operating and maintenance expertise is scarce and widely distributed. The cogeneration corporations will have the distinct benefit of being able to assemble and to use the specified knowledge on a continuous basis as they market and maintain their cogeneration facilities. With that expertise and ability to standardize the cogeneration plants, standards of efficiency and performance could be set for each unit that would represent its optimal level of performance. These standards, as mentioned earlier, are not usually applied to cogeneration plants now. Therefore, most of them operate at sub-optimum levels in the use of fuels and capital.

Although there are many advantages to cogeneration corporations from the conservation point of view, none to date has been organized in Canada to supply energy to industry. The reason for this reluctance is the high capital requirement and relatively low ROI. Without government assistance, these corporations will likely never be formed.

There are two levels of support required by these firms; loan guarantees and investment tax credits. These instruments are well developed and can be tailored for this purpose. Presently, loan guarantee programs such as Biomass Energy Loan Guarantee—BELG—and investment tax credits available for promotion and investments in movies, oil, construction, et cetera, are some examples of what is possible. To assist cogeneration corporations in obtaining large sums of debt financing, government guarantees will have to be made available for a specified period, until these corporations established their credit. To induce private investment in this development, investment tax credits should be introduced for these corporations. Since equity financing comprises less than 30 per cent for highly capital-intensive projects, the government's cost would be about 10 per cent of the total investment, or about \$140 million over 20 years. Therefore, of the three schemes outlined above, this last one is the most effective and least expensive.

## [Traduction]

La société établirait un organisme central de maintenance. Cet organisme serait responsable de toutes les installations de l'entreprise et il assurerait tous les principaux travaux de réparation et d'entretien.

Chaque usine clé en main de production conjointe aurait certes ses caractéristiques propres, mais la conception et l'exploitation de toutes les chaudières et de toutes les turbines seraient standardisées. En achetant simultanément le combustible nécessaire à toutes les unités de production conjointe, on pourrait bénéficier de rabais importants sur les volumes. Le charbon pourrait d'ailleurs être envisagé comme combustible principal.

Comme il n'existe à l'heure actuelle que 50 usines de production conjointe environ dans l'ensemble de notre pays, les techniciens et les spécialistes de l'exploitation et de la maintenance sont rares et particulièrement dispersés. Les sociétés de production conjointe auront l'avantage tout particulier de pouvoir rassembler et utiliser des connaissances spécifiques de façon continue lors de la vente et de la maintenance des installations de production conjointe. Grâce à l'existence de personnel qualifié et à la possibilité de standardiser les installations de production conjointe, il sera possible d'établir des normes d'efficacité et de travail pour chaque unité correspondant au niveau optimal de performance. Comme nous l'avons signalé précédemment, ces normes ne s'appliquent pas aux installations de production conjointes actuellement en service. Par conséquent, la plupart d'entre elles fonctionnent à des niveaux inférieurs au niveau optimal, tant pour ce qui est de l'utilisation des combustibles que pour ce qui est de l'utilisation des capitaux.

En dépit des nombreux avantages que représentent les entreprises de production conjointe sur le plan des économies d'énergie, aucune de ces entreprises n'a encore été créée au Canada en vue d'approvisionner l'industrie en énergie. Cette situation est due à l'importance des fonds nécessaires et à la faiblesse du rendement des investissements. Sans l'aide du gouvernement, il est probable que de telles sociétés ne seront jamais créées.

Ces sociétés nécessitent deux types d'aide: des prêts garantis et des crédits d'impôt à l'investissement. Ces instruments existent déjà, à un stade bien développé, et ils peuvent être adaptés aux besoins des entreprises en question. Les garanties de prêt pour l'exploitation énergétique de la biomasse (GPEEB) et les crédits d'impôt à l'investissement disponibles pour la promotion et l'investissement dans les domaines de la production cinématographique, du pétrole et de la construction, en autres, constituent des exemples de ce qu'il est possible de faire. Pour aider les entreprises de production conjointe à émettre d'importantes quantités d'obligations, le gouvernement devra leur accorder des garanties sur certaines périodes, jusqu'à ce que ces sociétés aient prouvé leur solvabilité. Pour inciter le secteur privé à investir dans ce domaine il serait bon de prévoir des crédits d'impôt à l'investissement à l'intention de ces sociétés. Étant donné que les prises de participation au capital social représentent moins de 30 p. 100 pour les entreprises de capital, le coût pour le gouvernement représenterait 10 p. 100 environ des investissements totaux, soit \$140,000 sur

## [Text]

Phase II: this program will attempt to encourage technology transfer through publication of manuals, information brochures and technical reports, seminars and workshops, to train provincial officials and potential cogeneration candidates. It would develop cogeneration policy options for provincial policy decision-makers and the electrical utility planning personnel.

## • 1005

Phase III: part of this program would be to activate the interest of the provincial utilities in cogeneration. This could include preparation of a province-wide cogeneration implementation plans to overcome local cogeneration constraints. It may include federal grants to the provincial utilities to conduct design feasibility studies of promising cogeneration sites, to help industries and utilities evaluate the merits of cogeneration investment for specific sites.

Heat balance of the cogenerator is an important consideration for the economic operation of the system. In cases where a more economic installation—economies of scale—would force industry to sell power to utilities, the price paid for energy must be sufficient to cover industrial capital operating and fuel costs. This is not always the case because of unrealistic utility pricing schedules to large users which are often based on average capacity cost rather than the cost of new capacity. Another factor is the standby schedules. There is a fundamental problem if the industry requires the utility to supply backup power when the utility is operating at peak levels. This in effect means that the utility must own and maintain an extra generation reserve to ensure total reliability. The probability of a simultaneous failure of numerous cogeneration plants is small. Hence, the amount of redundancy should be determined after having considered the probability of simultaneous outage. Presently, a utility considers the total cogenerational system to be one large unit. In general, programs must stimulate industry's interest; demonstrate the latest technology and illustrate creative ownership operating contractual arrangements.

Technology and R & D—in the industrial sector cogeneration includes topping cycles and bottoming cycles. In the near term, topping cycle cogeneration provides a greater opportunity for energy savings because of the ready availability of appropriate technologies, and because low temperature processes in industry, using by-product steam from cogeneration, account for the majority our total thermal demand. Hence, in

## [Translation]

vingt ans. Il est clair que le dernier des trois systèmes présentés ci-dessus est le plus efficace et le moins coûteux.

Phase II. Ce programme visera à encourager le transfert de technologie par la publication de manuels, de brochures d'information, de rapports techniques, par l'organisation de séminaires et d'ateliers, à l'intention des responsables provinciaux et des candidats potentiels à la production conjointe. Les responsables des politiques provinciales et le personnel de planification des services de production d'électricité disposeraient ainsi de diverses options sur la production conjointe.

Phase III: Ce programme devrait viser en partie à éveiller l'intérêt des services publics provinciaux à l'égard de la production conjointe. Il pourrait s'agir de préparer des plans d'application de la production conjointe à l'échelle de la province en vue de surmonter les contraintes que la production conjointe pose au niveau local. Le fédéral pourrait octroyer des subventions aux sociétés provinciales de services publics pour qu'elles réalisent des études de faisabilité sur les sites éventuellement prometteurs en matière de production conjointe et pour aider les entreprises et les sociétés de services publics à analyser les bien-fondés de l'investissement dans la production conjointe.

La question des équilibres de chaleur dans les centrales de production conjointe constitue un élément important de l'aspect économique du système. Quand, pour des raisons d'économie d'échelle, une entreprise est contrainte de vendre de l'énergie à des sociétés de services publics, le prix de cette énergie devrait permettre de couvrir les immobilisations, les coûts d'exploitation et le coût du combustible de l'entreprise en question. Ce n'est pas toujours le cas en raison des barèmes assez peu réalistes que les sociétés de services publics appliquent à l'égard des gros usagers, barèmes souvent fondés sur le coût d'une installation moyenne plutôt que sur le coût d'une nouvelle installation. Les barèmes de l'énergie d'appoint constituent un autre facteur qu'il convient de prendre en compte. Des problèmes graves se posent quand une entreprise demande à une société de services publics de lui fournir une énergie d'appoint quand la société en question fonctionne déjà en situation de pointe. Pour donner satisfaction, la société de services publics en question doit avoir en réserve une capacité de production supplémentaire. Il est peu probable qu'un grand nombre d'usines de production conjointe tombent simultanément en panne. Ainsi, la quantité d'installations supplémentaires devra être déterminée en fonction de la probabilité des interruptions simultanées de services. A l'heure actuelle, les sociétés de services publics estiment que les systèmes de production conjointe constituent une unité. En général les programmes doivent éveiller les intérêts des entreprises, démontrer les dernières techniques et illustrer les efforts de créativité déployés dans le cadre des contrats d'exploitation.

Technologie, recherche et développement dans le secteur industriel: La production conjointe englobe à la fois le cycle supérieur et le cycle inférieur. A court terme, la production conjointe par le cycle supérieur fournit plus d'occasions d'économiser l'énergie parce que les techniques appropriées sont déjà disponibles et parce que la plus grande partie de la demande globale concerne les basses températures et que cette



**[Texte]**

industry there is a ready market for both products of co-generation—electricity and steam.

Industrial co-generation using topping cycles takes advantage of the rejected steam of hot water from the turbine-generating electricity. This steam can be used to supply industrial processes. The over-all efficiency of this cycle, as I have mentioned before, could be as high as 80 per cent. Where electrical power can be utilized, the greatest energy savings accrue from the highest efficiency thermo-dynamic cycle whose heat rejection rate and temperature are capable of meeting the requirements of industrial processes. In effect, large amounts of electrical power are produced as a by-product of a thermal energy demand.

The principal technologies currently available for cogeneration include: extractions steam turbine generation; gas turbine system of waste heat boiler, and diesel with waste heat recovery.

The successful development of industrial co-generation systems in Canada will depend on the programs designed to market these technologies through the removal of barriers and through the investment of research and development in new technologies suitable for the Canadian situation. The following programs outline the proposed direction in the R & D field.

First, encourage the use of forest by-products, municipal waste and other fuels such as coal and peat in the cogeneration systems. This type of fuel can provide energy to the industrial system as well as to the utilities. The direction of R&D funds would be to find a method of converting these fuels to electricity with external fired engines.

• 1010

One such engine could be a Sterling type for small generators—100-200 HP—for sawmills using their byproducts.

Secondly, undertake a comprehensive study of the possible use of waste heat from industrial processes to generate electricity. Based on the findings of this study, invest R&D funds to test the feasibility of two technologies suitable for this purpose. Organic Rankine Cycle engines and Sterling Engine should be considered for this study.

Thirdly, accelerate component development of advanced cogeneration equipment available for both bottoming and topping cycles. One of the major objectives of this program should be to develop reliable, efficient engines which are capable of operating with industrial waste fuels or with industrial waste heat streams. This component development is also relevant to other industrial energy conservation functions and activities, such as waste heat recovery, utilization of the alternative fuels,

**[Traduction]**

demande peut être couverte par la vapeur en tant que sous-produit de la production conjointe. Il existe donc dans l'industrie un marché pour les deux produits de la production conjointe, l'électricité et la vapeur.

La production conjointe industrielle à partir des cycles supérieurs récupère la vapeur résiduelle de l'eau chaude utilisée dans les systèmes turbine-alternateur utilisés pour la production d'électricité. Cette vapeur peut être utilisée industriellement. Comme je l'ai indiqué précédemment, un tel cycle a un rendement global de l'ordre de 80 p. 100. Quand on peut utiliser de l'électricité, les économies d'énergies les plus importantes sont réalisées grâce au cycle thermo-dynamique à très haute efficacité qui offre des températures utilisables pour la transformation industrielle. En fait, d'importantes quantités d'électricité sont produites en tant que sous-produits de l'énergie thermique.

Parmi les principales techniques disponibles actuellement en matière de production conjointe on compte: Les turbines à vapeur, et les turbines à gaz avec récupération des chaleurs résiduelles de la chaudière et les moteurs diésels avec récupération des chaleurs résiduelles.

Pour que des systèmes industriels de production conjointe soient développés avec succès au Canada, il faudra lancer des programmes visant à commercialiser la technologie dans ce domaine, à supprimer les barrières qui s'opposent au développement de la production conjointe et à promouvoir les investissements dans la recherche et le développement de nouvelles technologies adaptées au contexte canadien. Les programmes suivants nous indiquent des orientations possibles en matière de recherche et de développement.

Premièrement, il s'agit d'encourager l'utilisation des sous-produits forestiers, de déchets municipaux et d'autres combustibles comme le charbon et la tourbe dans les systèmes de production conjointe. Ces combustibles peuvent fournir de l'énergie tant aux entreprises qu'aux sociétés de services publics. Les fonds de recherche et de développement pourraient servir à mettre au point une méthode de transformation de ces combustibles en électricité au moyen de moteurs à chauffage externe.

On pourrait notamment utiliser un moteur Sterling pour les petits générateurs de 100-200 chevaux vapeur dans les sciences qui utilisent leurs sous-produits.

Deuxièmement, il faut entreprendre une étude approfondie de l'utilisation possible de la chaleur résiduelle des processus industriels pour produire de l'électricité. D'après les résultats de cette étude, il faudrait investir au titre de la recherche et du développement pour vérifier la faisabilité de deux techniques applicables à cette fin. Cette étude devrait porter sur les moteurs à cycle organique Rankine et sur les moteurs Sterling.

Troisièmement, il faut accélérer la mise au point de pièces de matériel de production conjointe perfectionnées pour les cycles inférieurs et supérieurs. L'un des objectifs principaux de ce programme doit être de mettre au point des moteurs sûrs et efficaces capable de fonctionner au moyen de combustibles résiduels industriels ou de circuits de chaleur résiduelle industrielle. Tout cela peut également servir à d'autres fonctions et activités en matière d'économies de l'énergie industrielle,



[Text]

waste materials and process residues, development of improved fuel handling equipment, development of improved pollution control equipment. This would ensure optimization energy flows in energy cascading systems.

This ends my prepared presentation, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Juchymenko, for a very interesting presentation. Before we go into questioning, I would just like to remind honourable members that we have another witness or witnesses coming in at 10.45. I would like you, if possible, to terminate your questioning by 10.45 at the latest because some of you have signalled to me that you would like to be free today by 12.30. Now, if you stick to the schedule, I will guarantee that you will be leaving here at 12.30. If you do not, we will go on like yesterday to maybe 1.30. So, it is in your hands.

**Mr. Rose:** You sound like a school teacher saying we have to stay in after school if we are not good boys and girls.

**The Chairman:** I hope everyone has understood in my very polite way . . .

**Mr. Rose:** The schedule says 12 noon, not 12.30.

**The Chairman:** Okay, but we are having a short business meeting at 12, Mr. Rose, to finish the business meeting which was an hour late starting yesterday because of extended questioning in the committee.

**Mr. MacBain:** I move that the document presented to us by Mr. Juchymenko, entitled "An Overview of Cogeneration", be printed as an appendix to this day's minutes of proceedings and evidence.

Motion agreed to.

**The Chairman:** First question? Mr. Rose. I will pose the first question for Mr. Rose. It will be counted on his time. What is a Sterling engine, sir?

**Mr. Juchymenko:** A Sterling engine is actually an old technology that has been in existence for a long time, but for one reason, because it is a very inefficient cycle, it has not been used recently. Basically it has two cylinders. One cylinder is heated up by hot air, about 800 degrees up, and the piston in this particular cylinder being heated, moves and moves the other cylinder which is in the cooling stage, and what it is, it is a two-cylinder type of an engine, and only one is heated, one cylinder is heated. Therefore, the advantage of this particular thing is that you could actually have hot air, either industrial hot air that is being right now used, or you could design furnaces to heat that one cycle. The efficiencies are about 17 per cent, but if you consider using either waste hot air around industrial plants or waste bark or something like that, then, of course, efficiency is not that important, although Phillips of Holland have developed an engine which is more efficient and which they claim is about 28 per cent. So there is some potential for the Sterling engine.

**Mr. Rose:** And now the Rankine engine, please.

**Mr. Juchymenko:** Well, the Organic Rankine Cycle . . .

[Translation]

comme la récupération des chaleurs résiduelles, l'utilisation de combustibles de remplacement, de matériaux et de résidus d'exploitation, la mise au point d'équipements améliorés de manutention du combustible et de lutte contre la pollution. Cela permettrait l'optimisation des flots d'énergie dans les systèmes énergétiques globaux.

Ceci termine mon exposé, monsieur le président.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Juchymenko, pour cet exposé fort intéressant. Avant de passer aux questions, je rappelle aux députés que nous recevons d'autres témoins à 10 h 45. Si possible, j'aimerais que vous terminiez vos questions au plus tard à 10 h 45, car certains d'entre vous m'ont signalé qu'ils aimeraient pouvoir partir vers 12 h 30. Je peux vous garantir que vous le pourrez si nous nous en tenons au programme. Dans le cas contraire, nous poursuivrons peut-être comme hier jusqu'à 13 h 30. Cela dépend donc de vous.

**M. Rose:** On croirait entendre un maître d'école nous menaçant de nous garder après la classe si nous ne sommes pas sages.

**Le président:** J'espère que tout le monde a compris, même si j'ai été très poli . . .

**M. Rose:** Le programme parle de midi, et non pas de midi trente.

**Le président:** Très bien, mais nous avons une courte séance d'administration à midi, monsieur Rose, pour terminer les travaux d'hier qui ont commencé une heure en retard parce que le Comité avait prolongé sa période de questions.

**M. MacBain:** Je propose que le document présenté par M. Juchymenko, intitulé «Exposé général sur la production conjointe», soit imprimé et annexé au procès-verbal et témoignages d'aujourd'hui.

La motion est adoptée.

**Le président:** Première question? Monsieur Rose. Je vais poser la première question pour M. Rose et elle sera déduite de son temps. Qu'est-ce qu'un moteur Sterling, monsieur?

**M. Juchymenko:** Le moteur Sterling existe depuis assez longtemps, mais, comme son cycle est inefficace, on ne l'utilise plus maintenant. C'est un moteur à 2 cylindres. Le premier est chauffé à l'air chaud à environ 800 degrés et le piston de ce cylindre, lorsqu'il est chauffé, entraîne l'autre cylindre qui est à l'étape du refroidissement. C'est donc un moteur à 2 cylindres dont un seul est chauffé. L'avantage de ce moteur est donc qu'on peut utiliser de l'air chaud, soit celui du processus industriel, comme c'est le cas maintenant, soit celui d'une chaudière. Ce moteur n'a qu'une efficacité de 17 p. 100 environ mais, si on considère l'avantage qu'il y a à utiliser les chaleurs résiduelles des usines, les copeaux ou les autres matériaux de ce genre, le facteur efficacité n'est plus si important que cela. La société hollandaise Phillips a d'ailleurs mis au point un moteur plus efficace, avec un taux de 28 p. 100 paraît-il. Le moteur Sterling a donc de bonnes possibilités d'utilisation.

**M. Rose:** Et maintenant, le moteur Rankine.

**M. Juchymenko:** Eh bien, le cycle organique Rankine . . .

[Texte]

**The Chairman:** While you are answering that, sir, could you tell us if both or either of these engines are manufactured in Canada?

• 1015

**Mr. Juchymenko:** No, neither is manufactured in Canada. The Organic Rankine Cycle is manufactured by two companies, one in the States and one in West Germany. The ratings right now, of what is available on the market are around 500 kilowatts to 5,000 kilowatts, although larger units can be built. It is a new technology, but the equipment is on the market so you could buy it.

**Mr. Rose:** I have one major question.

**The Chairman:** Mr. Rose.

**Mr. Rose:** I apologize for coming in late in the earlier part of your presentation.

We had a man here yesterday, whose tracts are still there, and he was talking about district heating. He made the point that, compared with Europe, the kind of cogeneration we have here, where it exists, is for steam and high pressure and high temperature. He said that, really, for most purposes for district heating in terms of using cogeneration a low temperature along the European model was more desirable. So if we were to go to bat for, or recommend that kind of course, it would appear to run quite counter to the advice you have given us, because you have said essentially that that low temperature stuff is okay for district heating, but it really is not very good for industrial processes. So we might be torn between these two sort of diverging pieces of advice, which are very difficult to reconcile unless you build two cogeneration units, one for heating and one for industry.

**Mr. Juchymenko:** First of all, actually there are two applications of cogeneration. One is industrial cogeneration, and these are units that are located on industrial sites. This is the one I am talking about. The other one is the utility type of cogeneration, where a utility generates electricity and then supplies hot water, let us say at a boiling temperature. This is what district heating people are promoting.

The two technologies, almost, are not the same. They have to have a different type of application, they have to have a different type of organization. In district heating, both the heating and the generation is a utility business. The industrial cogeneration is strictly an on-site generation of electricity and we have about 1,000 megawatts of this generation right now in Canada.

**Mr. Rose:** And the idea is that some commercial firm, perhaps even yours, would package these things, promote them, and sell them.

**Mr. Juchymenko:** Could be.

**Mr. Rose:** You mentioned the use of coal, rather than other higher and better use fuels. Have you also considered the use of the more efficient, nonpolluting fluid bed kind of burners and boilers?

[Traduction]

**Le président:** En répondant à la question, monsieur, pourriez-vous nous dire si ces moteurs sont fabriqués au Canada?

**M. Juchymenko:** Non, aucun d'entre eux n'est fabriqué au Canada. Le moteur *Rankine* est fabriqué par deux sociétés, l'une aux États-Unis et l'autre en Allemagne de l'ouest. Les moteurs disponibles actuellement sur le marché fournissent de 500 à 5,000 kilowatts, mais on peut construire de plus gros moteurs. C'est une technique nouvelle, certes mais ces moteurs existent déjà sur le marché, on peut donc les acheter.

**M. Rose:** J'ai une question importante.

**Le président:** Monsieur Rose.

**M. Rose:** Je m'excuse d'être arrivé après le début de votre exposé.

Hier, nous avons reçu un témoin, qui nous a laissé des documents et qui a parlé du chauffage collectif. Selon lui, contrairement à l'Europe, le genre de production conjointe que nous avons ici utilise la vapeur sans hautes pressions et à températures élevées. A son avis, dans la plupart des cas, lorsqu'on veut utiliser la production conjointe pour le chauffage collectif, il serait préférable d'adopter le modèle européen qui utilise les basses températures. En faisant des pressions pour recommander l'usage de cette méthode nous irions donc à l'encontre des conseils que vous nous donnez, car, d'après vos propos, les basses températures conviennent fort bien au chauffage collectif mais assez peu aux processus industriels. Nous serons donc peut-être tiraillés entre ces deux opinions divergentes, qui sont très difficiles à concilier, à moins de construire deux complexes de production conjointe différents, l'un pour le chauffage et l'autre pour l'industrie.

**M. Juchymenko:** Tout d'abord, la production conjointe a deux applications. La première est l'application industrielle, qui se fait dans les zones industrielles. C'est de cette première application dont je parle. La seconde est la production conjointe pour les services publics, avec production d'électricité et d'eau chaude, par exemple, au point d'ébullition. C'est ce dont parlent les défenseurs du chauffage collectif.

Il s'agit pratiquement de deux techniques différentes dont les applications doivent être différentes, et les structures aussi. Dans le chauffage collectif, tant la chaleur que l'électricité produite sont des services publics. Quant à la production conjointe en industrie, elle n'alimente en électricité qu'une usine. A l'heure actuelle, au Canada, nous produisons environ 1,000 mégawatts de cette façon.

**M. Rose:** On peut prévoir qu'une société commerciale comme la vôtre, par exemple, pourrait produire ces systèmes, en faire la réclame et les vendre.

**M. Juchymenko:** C'est possible.

**M. Rose:** Vous avez parlé d'utiliser le charbon plutôt que d'autres combustibles plus efficaces et de meilleure qualité. Avez-vous aussi envisagé d'utiliser ces brûleurs et ces chaudières à lits fluidisés et qui sont plus efficaces et non polluants?



[Text]

**Mr. Juchymenko:** Yes, that technology, first of all, is very new and therefore it is not tried, although several boilers are in operation right now. The manufacturers of gas turbines are quite interested in that technology, because what happens here is that they actually take the hot gasses out of the fluidized bed and put them right through a turbine and, therefore, they could generate electricity in the gas turbine, which is more efficient than the steam turbine, and use in the fluidized bed coal or garbage or forest by-products, whatever you like. So that is true, that is a new technology. I think the development of that technology is probably going to move cogeneration a bit further from where it is right now.

**Mr. Rose:** I might have missed this in your presentation—this is my last question. There are a lot of small sawmills in my riding and they usually waste fuels through beehive burners of one sort or another and just get rid of it. This is not true of all, but cedar mills do especially, because I do not think they have much pulp or chip potential. Over the long haul—because you have to amortize your original capital costs—what do you think is a ballpark saving of power source for one of those small sawmills, supposing they employ, say, 20 people in shingle mills, sheet mills?

• 1020

**Mr. Juchymenko:** At the level of production here, we are talking probably between 100 and 400 horsepower, or maybe 500 horsepower; let us say 100 to 500 kilowatts. The payback on that type of a technology right now would be around 30 years. This is why I am suggesting that if we are seriously interested in utilizing those waste products, a Sterling engine may be more suitable for this type of operation. It is developed, so it is a matter of applying it.

The trouble is that the Canadian situation is so different from most. The only one you could probably compare it to is Russia or the United States, where we have a lot of waste of forest by-product; yet all the other countries are developing our technology. So in this case I think we have to develop our own if we want to utilize those wastes that are in our forests.

**Mr. Rose:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Corbett.

**Mr. Corbett:** Thank you, Mr. Chairman.

I, like the rest of the committee, have some questions on this Sterling engine and Rankine engine. It is the first time, at least to my knowledge, that we have heard about it. Where can we get some further information on it?

**Mr. Juchymenko:** It is in my notes. I did not read pages 4 to 14, but under gas turbines you will see that Sundstrand Energy Systems in the U.S. manufactures Organic Rankine Cycle. Also another company in Germany.

**Mr. Corbett:** Perhaps we could have our project manager get this information from you.

**Mr. Juchymenko:** It is right here on page 11. There are two manufacturers of the equipment. Sundstrand manufactures

[Translation]

**M. Juchymenko:** Oui, cette technique est tout d'abord très nouvelle et par conséquent peu éprouvée, mais il existe plusieurs chaudières de ce type en usage maintenant. Cette technique intéresse beaucoup les fabricants de turbines à gaz car elle permet d'utiliser les gaz chauds des lits fluidisés, de les faire passer directement dans la turbine et ainsi de produire de l'électricité. En outre, les turbines à gaz sont plus efficaces que les turbines à vapeur. Les lits fluidisés peuvent utiliser le charbon, les déchets, les sous-produits forestiers ou de n'importe quoi d'autre. C'est donc effectivement une nouvelle technique dont le développement fera sans doute avancer la production conjointe.

**M. Rose:** Voici ma dernière question. Vous en avez peut-être parlé dans votre exposé. Il y a dans ma circonscription beaucoup de petites scieries qui gaspillent souvent du combustible car elles utilisent ces brûleurs en forme de ruche et dont elles se débarrassent sans autre forme de procès. Ce n'est pas le cas partout, certes, mais c'est en tout cas ce que font les scieries de cèdre, qui ne produisent pas beaucoup de pulpe ni de copeau. A long terme, puisqu'il faut amortir les immobilisations, quelles économies d'énergie ces petites scieries pourraient-elles réaliser, disons si elles emploient par exemple 20 personnes, comme dans les scieries où l'on produit du bardeau ou du contreplaqué?

**M. Juchymenko:** Au niveau de production actuellement atteint, sans doute entre 100 et 400 chevaux-vapeur ou peut-être 500; mettons de 100 à 500 kilowatts. Ce genre de technique devient rentable dans 30 ans environ. C'est pourquoi je pense que si nous voulons vraiment utiliser ces produits résiduels, c'est le moteur Sterling qui convient le mieux. Il est déjà au point, il ne s'agit que de l'utiliser.

L'ennui, c'est que la situation au Canada est très différente de celle de l'étranger. On ne peut la comparer qu'avec celle de la Russie ou des États-Unis, où beaucoup de sous-produits forestiers sont perdus. Pourtant, ce sont tous les autres pays qui mettent ces techniques au point. En l'occurrence, je crois que nous devons mettre nous mêmes des techniques au point si nous voulons utiliser les déchets de nos forêts.

**M. Rose:** Merci.

**Le président:** Monsieur Corbett.

**M. Corbett:** Merci, monsieur le président.

Comme les autres membres du comité, j'ai aussi des questions à poser sur le moteur Sterling et le moteur Rankine. C'est la première fois, du moins à ma connaissance, que nous en entendons parler. Où pouvons-nous nous renseigner là-dessus?

**M. Juchymenko:** J'en parle dans mes notes. Je n'ai pas lu les pages 4 à 14, mais là où je parle des turbines à gaz, vous verrez que c'est le *Sundstrand Energy System* américain qui fabrique le cycle organique Rankine. Une autre compagnie, allemande celle-là, le fabrique aussi.

**M. Corbett:** Notre chargé de projet pourra peut-être vous demander ces renseignements.

**M. Juchymenko:** Ils sont ici à la page 11. Ces moteurs sont fabriqués par deux sociétés. La société Sundstrand fabrique de



*[Texte]*

small units up to 1,000 kilowatts. The German manufacturer could deliver a 5,000-kilowatt unit.

**Mr. Corbett:** You mentioned that the Sterling engine utilizes heat as a sort of propulsion. Would it be possible, for instance, to tie that engine into the exhaust gases that go up the stack?

**Mr. Juchymenko:** Yes, that is my proposal.

**Mr. Corbett:** I see.

**Mr. Juchymenko:** They operate around 700 to 800 degrees and a lot of stacks actually release that type of energy from a plant, usually in the metal melting or nonmetallic compounds like bricks; the manufacture of bricks and that type of thing. So there are streams that can be utilized for that.

**Mr. Corbett:** I see.

In your presentation, and others as well have been talking in the same direction, you do not deal at all with the impact on the environment that the sort of technology you are suggesting, if it were put into effect, might have. Just how much importance do you place on the environment, and what sort of indications are available to you as to what might take place if there were hundreds of these little plants built all over the country, each with its own little stack and each burning its own by-products, and things of this nature?

**Mr. Juchymenko:** First of all, to generate electricity in the cogeneration system requires about a half of the energy that will be required, let us say, in Ontario Hydro's plant. So whatever the level of pollution by Ontario Hydro right now, if you change some of that into cogeneration you would cut that pollution by half.

**Mr. Corbett:** The pollution that is usually created, or at least to a great extent, is what goes up the stack; and that material, unless they start utilizing something like the Sterling engine to take care of those gases in some form or another, is still going to be emitted into the atmosphere.

• 1025

The fact of the matter is that Ontario Hydro has probably taken many more pains to take care of the environment than industry might be enticed to do if they were to build these things on their own, unless they were very tightly regulated, which would be a further stumbling block or at least I suspect that would be something they would contend would be to the detriment of...

**Mr. Juchymenko:** Cogeneration, like all the energy-producing units, will have some pollution. What I am saying is that for one kilowatt hour of production, cogeneration produces half the pollutants a central station does. It is as simple as that.

**Mr. Corbett:** That is interesting. Is that dealt with in your brief?

**Mr. Juchymenko:** There is a reference to it, yes.

**Mr. Corbett:** It is probably fairly high technology and something that cannot be readily or easily explained to a lay person such as myself.

*[Traduction]*

petits moteurs d'une puissance allant jusqu'à 1000 kilowatts. Le fabricant allemand peut produire un moteur de 5000 kilowatts.

**M. Corbett:** Vous dites que le moteur Sterling utilise la chaleur comme source de propulsion. Serait-il possible, par exemple, de relier ce moteur aux gaz qui s'échappent des cheminées?

**M. Juchymenko:** Oui, c'est ce que je propose.

**M. Corbett:** Je comprends.

**M. Juchymenko:** Ces moteurs fonctionnent à 700 ou 800 degrés, chaleur de beaucoup de cheminées d'usines comme les fonderies, les usines de produits non métalliques comme la brique, les usines qui produisent des briques et d'autres choses de ce genre. On peut donc tirer profit de tout cela.

**M. Corbett:** Je vois.

Dans votre exposé, comme beaucoup d'autres de nos témoins, vous ne vous arrêtez pas du tout sur les effets éventuels des techniques dont vous parlez sur l'environnement. Quelle importance accordez-vous à l'environnement et que savez-vous des conséquences que pourraient avoir des centaines de petites usines dans tout le pays dont chacune aurait sa petite cheminée et brûlerait ses propres sous-produits?

**M. Juchymenko:** Tout d'abord, la production d'électricité par la méthode conjointe exige environ la moitié de l'énergie utilisée, mettons, dans une centrale de l'Hydro Ontario. Quel que soit le niveau de pollution créé par l'Hydro Ontario à l'heure actuelle, si cette société se convertissait à la production conjointe, le niveau de pollution diminuerait de moitié.

**M. Corbett:** La pollution est habituellement engendrée, du moins dans une grande mesure, par les cheminées d'usines; ces substances, à moins qu'on ne commence à se servir de moteurs Sterling pour utiliser ces gaz d'une façon ou d'une autre, continueront de s'échapper dans l'atmosphère.

Le fait est que l'Hydro-Ontario s'est probablement donné beaucoup plus de peine pour protéger l'environnement que les industriels n'auraient été portés à le faire s'ils avaient eux-mêmes construit ces usines, à moins d'une réglementation très stricte, ce qui constituerait un autre obstacle; du moins, je présume qu'ils pourraient soutenir que cette réglementation se ferait au détriment de...

**M. Juchymenko:** Comme toutes les méthodes de production d'énergie, la production conjointe créera une certaine pollution. J'affirme simplement que pour un kilowatt-heure d'énergie, la production conjointe n'engendrera que la moitié des polluants d'une centrale électrique. C'est aussi simple que cela.

**M. Corbett:** Voilà qui est intéressant. En parlez-vous dans votre exposé?

**M. Juchymenko:** Oui, j'y fais allusion.

**M. Corbett:** Il s'agit probablement d'une technologie assez raffinée qu'un profane comme moi ne saurait expliquer rapidement et facilement.

[Text]

**Mr. Juchymenko:** It is very simple. As I mentioned, in Ontario, for instance, if you had 1,000 megawatts of cogeneration system right now, it would save 1.5 million tons of coal per year. The pollution associated with that 1.5 million tons per year would not be there. So I am saying that pollution would be reduced. If in addition to that cogeneration was obtained through utilizing industrial gases that go up the stack, or if you use natural gas as a fuel, then of course that is in addition.

**Mr. Corbett:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Are you in the practice of using the term "thermal energy" instead of "electrical energy"—in other words, you relate to heat energy in your cogeneration explanations. Do you relate to that term instead of electricity and steam?

**Mr. Juchymenko:** I do not really understand.

**Mr. Gurbin:** It seems to me one of the confusion there are, and one of the problems our committee has in looking at the energy potentials of different technologies and different fuel resources and so on, is bringing them to a common denominator so they are translatable and understandable. It seems to me a lot of times when we are talking about cogeneration, when you start to talk about back-pressure turbines, radial-flow turbines, any of those things important in the technology itself, they are not explained by people who are within the technology very well. It does not get back to us in a way that is digestable.

**Mr. Juchymenko:** First of all, cogeneration should be viewed as a production of electricity, not as a production of steam or thermal energy, because the reason you would want to go into cogeneration at all would be to get electricity, not the other way around.

**Mr. Gurbin:** You really think that is true?

**Mr. Juchymenko:** Yes, I think so, because if there is no need to get electricity, why would you want to go into a very complicated system? If there is no need for electrical use at all, if there is no need for electricity, then the best thing would be to put in a low-pressure boiler and get your thermal energy at 80 per cent, maybe 88 per cent.

**Mr. Gurbin:** I guess the only difference in our discussion is what the primary use might be. In many cases you have a primary need for heat energy, for industrial process or for district heating or whatever you want, and then your by-product would be electricity.

**Mr. Juchymenko:** Yes, that is what I am saying. You need electricity. Just because you use the technology, it is the electricity you are after. In all cases you have to look at electricity production. It does not matter that you could get a more efficient cycle by utilizing the exhaust. If you do not have electricity, or there is no need for electricity, there is no need to go into a very complicated cycle.

[Translation]

**M. Juchymenko:** C'est très simple. Comme je le disais, en Ontario par exemple, si par la production conjointe on pouvait maintenant fournir 1,000 mégawatts, nous économiserions 1.5 millions de tonnes de charbon par an. De plus, nous n'aurions pas toute la pollution due à la combustion de cette quantité de charbon. La pollution serait donc moindre. Si en plus la production conjointe se faisait au moyen des gaz des cheminées d'usines, ou si on utilisait le gaz naturel comme combustible, cela représenterait évidemment un avantage supplémentaire.

**M. Corbett:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** M. Gurbin.

**M. Gurbin:** Préférez-vous parler d'«énergie thermique» ou d'«énergie électrique»? Autrement dit, quand vous expliquez la production conjointe, vous nous parlez d'énergie thermique. Préférez-vous parler de cela plutôt que de l'électricité ou de la vapeur?

**M. Juchymenko:** Je ne comprends pas.

**M. Gurbin:** Il me semble que ce qui crée la confusion, l'un des problèmes auxquels les membres du comité doivent faire face quand ils analysent les diverses filières et les diverses sources de combustible, c'est qu'il semble impossible de trouver un dénominateur commun qui permettrait d'interpréter et de comprendre ces diverses possibilités. Dans le domaine de la production conjointe, vous parlez de turbines à contre-pression, de turbines à flot radial et d'autres éléments importants, certes, dans le cadre de cette technologie, mais nous n'obtenons pas de très bonnes explications de la part des gens qui connaissent bien le domaine. Ces choses ne nous sont pas présentées de façon à ce que nous puissions comprendre.

**M. Juchymenko:** D'abord, la production conjointe devrait être considérée comme un moyen de produire de l'électricité, et non de la vapeur ou de la chaleur; la seule raison d'adopter la filière de la production conjointe, c'est si l'on veut obtenir de l'électricité, et non le contraire.

**M. Gurbin:** Vraiment?

**M. Juchymenko:** Oui, je le crois, puisque s'il n'est pas nécessaire de produire de l'électricité, pourquoi adopter un système très compliqué? S'il n'est pas nécessaire de produire de l'électricité, alors le moyen le plus facile serait d'installer une chaudière à basse pression, et d'obtenir ainsi 80 p. 100 ou peut-être 88 p. 100 de l'énergie thermique nécessaire.

**M. Gurbin:** Notre seule divergence dans cette discussion réside dans l'utilisation première de cette source d'énergie. Très souvent, il existe un besoin premier d'énergie thermique, soit pour un processus de fabrication, soit pour le chauffage, etc.; dans ce cas, le sous-produit serait de l'électricité.

**M. Juchymenko:** C'est justement ce que je disais. Si vous utilisez cette technologie, c'est que vous avez besoin de l'électricité. Dans tous les cas, il faut viser la production d'électricité. Même si vous pouviez atteindre une plus grande efficacité en utilisant les gaz d'évacuation, cela n'aurait aucune importance. Si vous n'avez pas besoin d'électricité, il n'est pas nécessaire d'adopter une filière très complexes.



[Texte]

• 1030

**Mr. Gurbin:** Okay, but there is an important point we will dwell on for a minute. Ontario Hydro, for instance, has had as its mandate, to produce electricity. They did it from falling water first, and now they are doing it from coal fired, fossil-fuel fired, now nuclear. Their mandate was to produce electricity. The European experience and the efficiencies that developed through the European experience produces electricity as a by-product, with its primary need as heat energy for district heating and for other purposes. Is that not true?

**Mr. Juchymenko:** Well, it is true, but you would still need electricity. That is why you were going through this system. What are you trying to do is to get a better over-all efficiency.

**Mr. Gurbin:** Well, what we are missing is the explanation; not the facts, but the explanation.

**Mr. Juchymenko:** Yes.

**Mr. Gurbin:** The explanation of why we developed the sophisticated system we have and the infrastructure and all of the efficiencies that are built now into the Ontario Hydro system is what is really missing. People do not understand why the resource is there and is not being used. I think that is fair to say. One of the points I am trying to bring out is the difference in the way the technology developed and the primary use of what the utility, if you will, had in mind when it started. The electricity was ours and heat energy was theirs.

**Mr. Juchymenko:** Well, it is true. There is that division. On the other hand, what we are trying to do—let us say Ontario Hydro: if they decide to supply heat, they would try to increase the efficiency of their electrical operation, not thermal. What you are trying to do is to increase the efficiency of the total energy use, but you need electricity. Therefore, there is no way of bypassing it. If you do not need electricity, why go through the thing? Get yourself a boiler and get yourself a very efficient operation.

**Mr. Gurbin:** When you talk about a utility distributing or using this to develop this cogeneration system, are you talking about Ontario Hydro?

**Mr. Juchymenko:** Ontario Hydro could have a department within its own structure to develop this particular side of cogeneration. There are some problems for a large organization like Ontario Hydro to go into a business like this. One of them is, of course, the union. One of the problems of cogeneration is of course, the cost. You have small units; therefore, you have to run them differently than you would run the Ontario Hydro system. Thus the quality of personnel and everything else, the standard of performance, is different. It would be a difficult thing for Ontario Hydro to use different types of standards for cogeneration and for their own plant.

**Mr. Gurbin:** Well, let us go back again then. What resource do you think there is in Ontario, taking into account the public utility, for cogeneration?

[Traduction]

**M. Gurbin:** D'accord, mais attardons-nous à un élément important pendant quelques instants. Par exemple, le mandat de l'Hydro-Ontario est de produire de l'électricité. On a d'abord utilisé l'énergie hydraulique, et on a maintenant recours au charbon, aux combustibles fossiles, de même qu'à la fission nucléaire. Le mandat de ce service est de produire de l'électricité. En Europe, l'électricité est un sous-produit; le but premier est de produire de l'énergie thermique pour le chauffage et pour d'autres usages. N'est-ce pas?

**M. Juchymenko:** C'est vrai, mais il faut quand même produire de l'électricité. C'est pourquoi on adopte un tel système. Le but visé est une plus grande efficacité générale.

**M. Gurbin:** Ce qui nous manque, ce ne sont pas les faits, mais bien les explications.

**M. Juchymenko:** Oui.

**M. Gurbin:** Ce qui nous manque vraiment, c'est l'explication des raisons pour lesquelles nous avons mis au point ce système et cette infrastructure très raffinée, de même que tous les systèmes intégrés au système de l'Hydro-Ontario. Les gens ne comprennent pas pourquoi cette ressource existante demeure inutilisée. Voilà qui est juste, à mon avis. J'essaie ici de faire ressortir la différence entre la façon dont la technologie a été mise au point et l'objectif premier que poursuivait le service public à ses débuts. L'électricité, c'était notre option, alors qu'ils avaient adopté l'énergie thermique.

**M. Juchymenko:** C'est vrai. Cette distinction existe. D'autre part, nous essayons de... Prenons l'exemple de l'Hydro-Ontario: si on y décidait de fournir de la chaleur, il faudrait essayer d'accroître le rendement de la production d'électricité, et non celui de la production d'énergie thermique. Il s'agit d'essayer d'accroître l'efficacité générale dans notre utilisation de l'énergie, mais il faut quand même de l'électricité. Conséquemment, on ne peut faire autrement. Si on n'a pas besoin d'électricité, pourquoi se donner tout ce mal? Il suffit d'installer une chaudière pour avoir un système très efficace.

**M. Gurbin:** Quand vous parlez d'un service public qui utiliserait ou distribuerait cela pour mettre au point un système de production conjointe, pensez-vous à l'Hydro-Ontario?

**M. Juchymenko:** On pourrait intégrer à la structure de l'Hydro-Ontario un direction chargée de mettre au point cette filière de la production conjointe. Lorsqu'une grosse organisation comme l'Hydro-Ontario se lance dans une entreprise de cette nature, cela crée des problèmes. Entre autres, il y a celui des syndicats. L'un des problèmes de la production conjointe, c'est évidemment le facteur coût. Il s'agit de petites unités qu'il faut donc gérer différemment que lorsqu'il s'agit d'une grosse organisation comme le système de l'Hydro-Ontario. Conséquemment, la qualité du personnel, les normes de rendement, etc., tout cela est différent. L'Hydro-Ontario aurait de la difficulté à utiliser, pour la production conjointe des normes différentes de celles qu'elle applique à la production dans ses centrales habituelles.

**M. Gurbin:** Revonons encore en arrière. En tenant compte des services publics, quel est à votre avis le potentiel de production conjointe en Ontario?



[Text]

**Mr. Juchymenko:** Well, the municipal utilities could undertake this particular business without any problems and some of them have. Some of them are cogenerating. Orillia is, for one.

**Mr. Gurbin:** Okay. I am asking about the in-place, the already built resource that there is in Ontario for cogeneration, if you take into account the major public utility.

**Mr. Juchymenko:** There is not, outside Ontario Hydro there is no . . .

**Mr. Gurbin:** Well, what is there within Ontario Hydro then?

**Mr. Juchymenko:** Well Ontario Hydro has the expertise. The other thing is, of course, they can plan a cogeneration system right into their long-term planning. That is where the problem is: unless cogeneration, which is production of electricity, is planned cogeneration will never occur in Ontario, for instance, because Ontario Hydro produces electricity, and plans for electricity exclude cogeneration potential. Therefore, the capital required to be syphoned into the cogeneration will never happen.

**Mr. Gurbin:** Okay. If you are talking about the efficiencies if you cogenerate, are you suggesting there is no potential now to cogenerate with the facilities and the capital costs and everything that are in place now?

**Mr. Juchymenko:** I would say that if we have no other changes, as it is right now, there will be very little cogeneration.

• 1035

**Mr. Gurbin:** I still do not think . . . Maybe I am not asking my question clearly enough.

If the plants that are in place now—13,000 or whatever it is megawatts of thermal generating plants are in place now—were cogenerated, what extra resource would we have?

**Mr. Juchymenko:** You are referring now to the utility? First of all, that particular technology that is already in existence, to change it into cogeneration you will probably have to add about \$400 per kilowatt to change it over.

**Mr. Gurbin:** That does not mean much to me; I do not know what that means.

**Mr. Juchymenko:** Let us say a nuclear station right now costs about \$2,000 per kilowatt to install. Industrial cogeneration is about \$800 per kilowatt to install. What I am saying is that about \$400 will be required to change over the existing Ontario Hydro system into a cogeneration scheme.

**Mr. Gurbin:** Let us leave the cost of converting over. Let us deal with the magnitude of the resource that there is within Ontario today, if we did. I think you could get an argument about the cost of conversion there because there are extraction points even with the turbines that will allow that to happen at a much lesser cost than that. We are talking about a number

[Translation]

**M. Juchymenko:** Les services municipaux pourraient se lancer dans cette entreprise sans difficulté, comme certains l'ont déjà fait. La production conjointe existe déjà, à Orillia par exemple.

**M. Gurbin:** D'accord, mais en tenant compte des grands services publics, quelles sont les possibilités de production conjointe existant déjà en Ontario?

**M. Juchymenko:** A l'exception de l'Hydro-Ontario, il n'y a absolument rien . . .

**M. Gurbin:** Alors quelles sont les possibilités au sein de l'Hydro-Ontario?

**M. Juchymenko:** L'Hydro-Ontario dispose d'un personnel qualifié. Également, on pourrait évidemment intégrer la production conjointe dans la planification à long terme. Voilà le problème: a moins que la planification ne tienne compte de la production conjointe, dont le but est de produire de l'électricité, cette filière n'existera jamais en Ontario, par exemple, puisque l'Hydro-Ontario produit de l'électricité, et que, dans sa planification, on ne tient pas compte du potentiel de la production conjointe. Conséquemment, le capital nécessaire à l'implantation de la production conjointe, ne sera jamais disponible.

**M. Gurbin:** Quand vous parlez de l'efficacité de la production conjointe, nous dites-vous que compte tenu les installations existantes et des projets d'investissement en cours il n'existe aucun potentiel de production conjointe?

**M. Juchymenko:** A mon avis, s'il n'y a pas de changements, la situation actuelle offrira très peu en matière de production conjointe.

**M. Gurbin:** Je ne crois toujours pas . . . je ne pose peut-être pas ma question assez clairement.

Si les centrales déjà en place—je crois que les centrales thermiques déjà installées représentent quelque 13,000 mégawatts—étaient équipées pour la production conjointe, quelle quantité supplémentaire d'énergie obtiendrions-nous?

**M. Juchymenko:** Vous parlez maintenant du service public, n'est-ce pas? D'abord, pour adapter les installations existantes à la production conjointe, il faudrait probablement ajouter environ \$400 par kilowatt.

**M. Gurbin:** Cela ne me dit pas grand chose. Je ne vois pas à quoi cela correspond.

**M. Juchymenko:** Disons qu'à l'heure actuelle, une centrale nucléaire coûte environ \$2,000 par kilowatt installé. La production conjointe industrielle coûte environ \$800 par kilowatt installé. Je dis donc qu'il en coûterait environ \$400 pour adapter les installations actuelles d'Hydro-Ontario à la production conjointe.

**M. Gurbin:** Laissons de côté les coûts de conversion et parlons plutôt de l'importance du supplément énergétique que nous pourrions tirer des installations existantes de l'Hydro-Ontario si nous décidions d'effectuer cette conversion. Il pourrait y avoir des différences d'opinions quant au coût de la conversion, puisque même dans le cas des turbines, il existe des

**[Texte]**

of things, too, in terms of what is the best dedication of the resource there, of the nuclear heat. So what is the magnitude of the resource?

**Mr. Juchymenko:** The magnitude of the resource would be approximately 30 per cent of the existing thermal generating capacity, because that 30 per cent that is being sent into the lake or river or wherever it is could be sent into, let us say, district heating, or it could be sent into heating greenhouses and this type of thing.

**Mr. Gurbin:** Why do you tend towards the small when the big is there? I am not suggesting we should always go big, but why are you talking about smaller units instead of looking at the bigger resource?

**Mr. Juchymenko:** Basically, the existing thermal stations using steam turbines are probably the most efficient way of delivering electricity—there are no other ways—and Ontario Hydro works hard to do that. Now, if you start playing around with those stations and say we need some steam here or hot water there, then the present 40 or 38 per cent efficiency of those stations for delivery of electricity will be de-rated to such a point that in effect you are heating, in district heating, with electricity, because you are de-rating.

**Mr. Gurbin:** My understanding is you came through the Ontario Hydro system . . .

**Mr. Juchymenko:** That is true.

**Mr. Gurbin:** . . . and I think what you are demonstrating for the committee is one of the difficulties with people who have grown up with a system that has been dedicated in a particular way. I would suggest very strongly that the opportunities are much greater than the provincial utility is addressing completely. Whether it is curtailing steam or not curtailing steam, I think we all know that we have some extra capacity now in terms of generating; we have things like peak load and base load to consider and how we are going to use that. Do you not really realistically think that we have a major opportunity, or do you not?

**Mr. Juchymenko:** I am not saying that opportunity is not there. Opportunities are there. What I am saying is that there are some technologies that are better suited for what we are talking about—cogeneration—than a steam cycle. A steam cycle is a poor choice for producing both electricity and steam, or hot water.

**Mr. Gurbin:** But is it not what you have already got? Is not the investment already there?

**Mr. Juchymenko:** Yes. What I am saying is that you do have to add some more investment to remove it, to remove that steam. Ontario Hydro has published their findings of how much the cost of steam would be at various pressures and temperatures that would be available, and it indicates that a cogeneration system in industry would always compete with that type of system.

**[Traduction]**

points de production qui permettraient de réaliser cette conversion à un coût beaucoup moindre. On pourrait également discuter longuement de la meilleure utilisation possible des chaleurs résiduelles des centrales nucléaires. Alors quelle serait l'importance de l'énergie supplémentaire obtenue?

**M. Juchymenko:** Cela représenterait environ 30 p. 100 de la capacité des centrales thermiques, puisque cette énergie qui est actuellement envoyée dans des lacs ou dans des rivières pourrait être utilisée par exemple pour le chauffage collectif, ou pour le chauffage de serres, etc.

**M. Gurbin:** Pourquoi avez-vous tendance à viser les petites applications alors que des choses beaucoup plus grandes pourraient être faites? Je ne dis pas que nous devrions toujours penser en grand, mais pourquoi parler des petites unités alors que l'on pourrait viser grand?

**M. Juchymenko:** Essentiellement, c'est que les centrales thermiques déjà en place et utilisant des turbines à vapeur constituent probablement le meilleur moyen de produire de l'électricité—il n'y a pas d'autres moyens—et l'Hydro-Ontario travaille très fort pour maintenir cette efficacité. Si on commence à modifier ces centrales en disant qu'on a besoin d'un peu de vapeur ici et d'un peu d'eau chaude là, il y aura une diminution du niveau actuel de rendement qui pour ces usines atteint 40 ou 38 p. 100; cette diminution sera telle que finalement, le chauffage collectif se fera par l'électricité.

**M. Gurbin:** Sauf erreur, vous avez déjà travaillé pour l'Hydro-Ontario . . .

**M. Juchymenko:** C'est juste.

**M. Gurbin:** . . . et je crois que vous tentez d'expliquer aux membres du comité l'une des difficultés que rencontrent des gens qui n'ont connu qu'un seul système. Je crois vraiment que les possibilités qui s'ouvrent à nous sont beaucoup plus considérables que celles envisagées par ces services publics provinciaux. Qu'on rejette ou non la filière vapeur, je pense que nous savons tous maintenant que nous disposons d'une capacité de production supplémentaire; il nous faut tenir compte de la charge de pointe et de la charge de base, et de la façon dont nous allons les utiliser. Croyez-vous que cela nous offre de véritables possibilités?

**M. Juchymenko:** Je ne dis pas que ces possibilités n'existent pas. Au contraire. A mon avis, certaines technologies sont mieux adaptées à ce dont nous parlons, c'est-à-dire la production conjointe, que la filière vapeur. Cette dernière est vraiment mal adaptée à la production de l'électricité et de vapeur ou d'eau chaude.

**M. Gurbin:** Toutefois, n'est-ce pas ce dont nous disposons maintenant? Les investissements n'ont-ils pas déjà été faits?

**M. Juchymenko:** Oui. Je dis simplement qu'il faudrait investir encore plus pour s'en débarrasser, pour abandonner la filière vapeur. L'Hydro-Ontario a publié un rapport sur le coût de la vapeur disponible à diverses pressions et diverses températures; on y révèle que, dans l'industrie, un système de production conjointe ferait toujours concurrence avec ce type de système d'approvisionnement en vapeur.



[Text]

• 1040

So what I am saying is that although the costs that are being quoted sometimes look good, when industry looks at Ontario Hydro's costs that are published and distributed to industry, it says, "Well, look; if I have to pay \$3.50 per thousand pounds of steam and then I have to buy electricity from Ontario Hydro at 2 cents per kilowatt hour, I could generate better." Not that they will go and generate but they make that point.

**Mr. Gurbin:** I have got that point okay; now we are coming home.

Now the question is, if we are talking about pollution, if we are talking about fuel availability, if we are talking about fossil fuels versus what is already in place in terms of nuclear, what argument would you make or not make in terms of trying to use what we already have in place?

**Mr. Juchymenko:** I think if you could use that resource, that is great. There are problems, of course, because where we put the stations is not where the load is. But besides that, yes, I would utilize if it is possible.

**The Chairman:** Before going to Mr. Clay, I just have one or two short questions.

On page 13, you say:

In order to produce electricity in a topping cogeneration station, industries would have to purchase additional fuel for this purpose.

Then at the bottom of that page, you say:

Municipal waste, forest by-products and coal from western Canada are other fuels suitable for cogeneration.

Now, if I understand correctly, even though certain industries would have to purchase additional fuel, the net saving with the additional energy produced would more than offset the necessity of purchasing additional fuel, so there would be a net reduction in the amount of fuel used. Would it be your opinion, Mr. Juchymenko, if this committee were to recommend that cogeneration be one of the ways in which this country could save on energy, that it should be directed towards the industries which would not have to purchase additional fuel—in other words, as Mr. Rose mentioned, and others I think, perhaps saw mill operations, et cetera, which could use their own waste products and would not have to buy additional fuel? In other words, you would have a double saving: there would be no purchase of extra fuel and you would be producing extra energy as well.

**Mr. Juchymenko:** That is true. You can use cogeneration to utilize local supplies of renewable energy that are available—garbage by-products, for example. The only thing is that the technology for that particular conversion is not there right now. Or if it is there, it is still in a very primitive state.

[Translation]

Je crois donc que même si les évaluations de l'Hydro-Ontario peuvent paraître attrayantes, en les recevant les industriels diront «Écoutez, si je dois payer \$3.50 les mille livres de vapeur et si l'électricité de l'Hydro-Ontario me coûte 2¢ le kilowatt, je pourrais moi-même faire mieux.» Cela ne les incitera pas plus à se lancer dans la production conjointe, mais ils pourront quand même faire cette observation.

**M. Gurbin:** J'ai bien compris cela; nous y sommes presque.

Voici une autre question: Puisque nous parlons de pollution, d'approvisionnement en combustibles, de l'utilisation des combustibles fossiles par opposition à la filière nucléaire, quels arguments pourriez-vous poser en faveur de l'utilisation des ressources déjà existantes?

**M. Juchymenko:** A mon avis, si on pouvait utiliser cette ressource, ce serait formidable. Évidemment, il y a des problèmes puisque l'emplacement des centrales ne correspond pas toujours à l'endroit où se font sentir les besoins. Toutefois, à part cette réserve, j'utiliserais sûrement cette ressource si possible.

**Le président:** Avant de céder la parole à M. Clay, je voudrais poser une ou deux brèves questions.

A la page 13 de votre exposé vous dites:

Pour produire de l'électricité dans une centrale de production conjointe utilisant le cycle supérieur, les industries devront acheter des quantités supplémentaires de combustible.

Puis au bas de cette page vous dites:

Les déchets municipaux, les sous-produits de la forêt et le charbon de l'Ouest canadien constituent d'autres combustibles adaptés à la production conjointe.

Si j'ai bien compris, même si certaines industries doivent acheter plus de combustible, l'épargne nette réalisée, vu le supplément d'énergie produite, compenserait largement les coûts supplémentaires, et il y aurait une réduction nette de la quantité de combustible utilisé. Monsieur Juchymenko, si notre Comité recommandait que notre pays recoure à la production conjointe pour économiser de l'énergie, croyez-vous que cette recommandation devrait s'adresser aux industries qui n'auraient pas à acheter des quantités supplémentaires de combustible? Autrement dit, comme le disait M. Rose et quelques-uns de ses collègues je crois, nous pourrions peut-être recommander cette filière à des industries comme les scieries qui pourraient utiliser leurs propres déchets sans devoir acheter de combustible supplémentaire. Cela constituerait donc une double économie: il ne serait pas nécessaire d'acheter d'autres combustibles, et il y aurait également production d'énergie supplémentaire.

**M. Juchymenko:** C'est exact. Vous pouvez utiliser la production conjointe pour tirer profit des sources locales d'énergie renouvelable, comme les sous-produits, les déchets, par exemple. Le seul problème c'est que nous ne disposons pas encore de la technologie nécessaire à cette conversion. Si elle existe, nous n'en sommes encore qu'aux premiers balbutiements.



## [Texte]

The two technologies I have mentioned are the Sterling engine, although it has been used for a hundred years, and the Organic Rankine Cycle, which could be used; and the new technology that has been developed in the last five years is the externally-fired gas turbine.

**The Chairman:** Would you mind explaining to me, as a layman, what is an externally-fired gas turbine?

**Mr. Juchymenko:** Right now, the gas turbine first compresses the air; then, in a second chamber, it introduces fuel. The fuel and compressed air are combined and, in fact, create a tremendous pressure, like a wind, and that particular mixture, hot mixture, goes through the turbine and turns the turbine like a windmill. Right now, that second chamber, where the compressed air and fuel is mixed, is where the energy is added.

So what the externally-fired turbine does is that it passes this compressed air that has just been compressed by a compressor through a heat exchanger and raises the temperature to about, let us say, 1,100 or 1,200, or maybe 1,400, degrees F., and creates this pressure and this hot gas, and then goes through the windmill, so to speak

• 1045

The heat exchanger is like an ordinary furnace in your home, on one side you heat the gases and on the other side you take the hot air into your home. The technology in this particular thing is kind of being delayed because you need good surfaces that will take 1,400SF—that is basically what it is. But right now, you could actually buy a turbine from solar people.

**The Chairman:** I do not want you to answer this right away, it would be something you could provide to Mr. Clay or Mr. Normand. You mentioned Orillia as a typical project that this committee might visit, would you also be able to provide to Mr. Clay other typical projects in other areas of Canada that the committee may be able to fit into its schedule when we have our coast-to-coast hearings in September?

**Mr. Juchymenko:** Yes, I will.

**The Chairman:** Mr. Clay followed by Mr. DeGrace.

**Mr. Dean Clay (Chief, Science and Technology Division, Library of Parliament):** Thank you, Mr. Chairman. The first question might require an answer in a theoretical sense. For example, would it be possible to take a combined cycle electrical generator and still have heat exhausting from that containing sufficient energy to use in a cogeneration scheme?

**Mr. Juchymenko:** Oh, yes, definitely. The efficiency goes up a bit, you get more electricity out of the fuel. Actually, the second part of the combined cycle is a steam cycle, so whatever you could get out of a steam cycle you could get out of a combined cycle.

## [Traduction]

Les deux technologies dont j'ai parlé sont le moteur Sterling, qui est utilisé depuis plus de 100 ans, et le cycle organique Rankine, qui pourrait également être utilisé; il y a également une nouvelle technologie, la turbine à gaz à combustion externe, qui a été mis au point au cours des cinq dernières années.

**Le président:** Je suis un profane, alors pourriez-vous m'expliquer ce qu'est une turbine à gaz à combustion externe?

**M. Juchymenko:** Les turbines à gaz actuelles compriment d'abord l'air; puis, dans une deuxième chambre, le combustible est injecté. Le combustible et l'air comprimé se mélangent, ce qui crée une pression incroyable, un peu comme un coup de vent, et ce mélange chaud passe par la turbine en la faisant tourner comme une hélice. À l'heure actuelle, l'énergie supplémentaire est produite dans cette deuxième chambre où l'air comprimé et le combustible sont mélangés.

Dans la turbine à combustion externe, cet air comprimé passe par un échangeur de chaleur qui en augmente la température jusqu'à 1,100, 1,200 ou 1,400 degrés F. environ. Il en résulte un gaz chaud sous pression qui active ce moulin à vent, pour ainsi dire.

L'échangeur de chaleur est comme n'importe quelle chaudière domestique ordinaire, c'est-à-dire que d'un côté les gaz sont chauffés, et, de l'autre, on obtient de l'air chaud pour chauffer la maison. La mise au point de la technologie propre à cette application est un peu retardée puisqu'il faut trouver des surfaces capables d'accepter une température de 1,400 degrés Fahrenheit. Voilà essentiellement ce dont il s'agit. À l'heure actuelle, on pourrait acheter une turbine des producteurs d'équipement solaire.

**Le président:** Vous n'êtes pas obligé de répondre immédiatement à la question suivante; vous pourriez donner ces renseignements à M. Clay ou à M. Normand. Vous avez parlé de la ville d'Orillia où le comité pourrait aller visiter un projet-type. Pourriez-vous également indiquer à M. Clay quels sont les autres projets-types, ailleurs au Canada que le comité pourrait aller visiter pendant son voyage du mois de septembre.

**M. Juchymenko:** Certainement.

**Le président:** La parole est à M. Clay, suivi de M. DeGrace.

**M. Dean Clay (chef, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Merci, monsieur le président. Ma première question nécessitera peut-être une réponse sur le plan de la théorie. Par exemple, un générateur électrique à cycle combiné permet-il d'obtenir assez de chaleur pour faire fonctionner un dispositif de production conjointe?

**M. Juchymenko:** Certainement. Le rendement augmente quelque peu et vous obtenez plus d'électricité pour un même volume de combustible. De fait, le deuxième volet du cycle combiné est un cycle-vapeur, de sorte qu'on peut tirer d'un cycle combiné la même chose que ce qu'on retire d'un cycle-vapeur.

[Text]

**Mr. Clay:** But one would derive a relatively higher percentage of electricity?

**Mr. Juchymenko:** Of electricity, yes. I think this is what we are trying to establish or relate. You have to relate that you have a unit of fuel and if you could get more electricity out of it than thermal energy, then that is what the object should be. The steam cycle right now gives you 38 per cent; the gas turbine could give you about 45 per cent; the combined cycle could increase that by a few percentage points. That is why I mentioned that the most important thing is the production of electricity in cogeneration, and if you could convert most of the fuel into electricity then you are winning. In the steam turbine, the most you could get out of the system is 15 per cent in electricity.

The other thing is in losses and in steam or hot water. In the gas turbine, you could increase that to about 30 per cent. So here you have the same amount of fuel, let us say natural gas, and you get 30 per cent of that energy in electricity and the rest of it in other substances. I do not know in the nuclear process what it is, but it is probably very low. But I would say that the energy you have in the nuclear thing is probably very low.

**Mr. Clay:** On page 14, could you amplify the remarks where you suggest that the potential determined in a study by Acres-Shawinigan Ltd. was 3,373 megawatts using steam turbine technology for cogeneration potential but that this potential could jump as high as 9,300 megawatts with gas turbines. Why does the potential change so radically?

**Mr. Juchymenko:** On page five, in the right-hand lower side, there is a diagram. That particular diagram is for a steam turbine and it says, electricity 15 per cent. That is the maximum electricity you could get out of a unit of fuel.

• 1050

On page 8 that is a gas turbine cycle. The bottom diagram on page 8 says electricity 21 per cent, and actually it could be even higher; 21 per cent is a conservative number. So you are increasing the potential generation of electricity with a gas turbine much higher, and this is why the estimate was changed—if it were true that 50 per cent of it was gas turbine.

It does not have to be natural gas though. You could use externally fired turbines. In an externally fired turbine you could use coal or any other fuel. So this is where the technology is heading; into the gas turbine field with the externally fired addition to it.

**Mr. Clay:** The last question I have refers to page 17 of your presentation, the section on grants. You give \$1.6 million as an estimate of the total investment required to derive 2,000 megawatts of cogenerating capacity in the next 20 years. If we compare that to, for example, the James Bay project, where the investment is approximately ten times that amount for roughly five times as much electrical capacity, without the secondary benefit of the steam, is this the type of situation you were referring to earlier in your remarks when you said that

[Translation]

**M. Clay:** Obtiendriez-vous une quantité relativement élevée d'électricité?

**M. Juchymenko:** Oui. Je pense que c'est ce que nous essayons de démontrer. Il faut qu'en utilisant un même volume de combustible on puisse produire plus d'électricité que par la méthode thermique. Le cycle-vapeur a actuellement un rendement de 38 p. 100 environ; en utilisant un cycle combiné, il y aurait encore une légère augmentation du rendement. C'est pourquoi j'ai dit que ce qui compte le plus c'est la production d'électricité par production conjointe, et si vous pouviez obtenir une plus grande quantité d'électricité pour un même volume de combustible, ce serait un avantage. Avec la turbine à vapeur, on peut obtenir au plus 15 p.100 d'électricité.

Le reste se perd en vapeur et en eau chaude. Avec les turbines au gaz, on pourrait augmenter ce rendement jusqu'à environ 30 p. 100. Alors en utilisant le même volume de combustible, le gaz naturel par exemple, on obtient 30 p. 100 d'électricité, et le reste sous d'autres formes. Je ne connais pas les chiffres pour la filière nucléaire, mais je présume que le rendement énergétique est relativement faible.

**M. Clay:** Passons à la page 14. Pourriez-vous expliquer un peu mieux ces phrases où vous dites que, selon une étude réalisée par la Acres-Shawinigan Ltd., le potentiel de la production conjointe au moyen d'une turbine à vapeur est de 3,373 megawatts mais que ce potentiel peut grimper jusqu'à 9,300 megawatts en utilisant une turbines à gaz. Pourquoi le changement de potentiel est-il si important?

**M. Juchymenko:** Au bas de la page 5, à droite, il y a un diagramme. Il vous explique le fonctionnement d'une turbine à vapeur, dont le rendement pour la production d'électricité est évaluée à 15 p. 100. C'est là le maximum d'électricité qu'on pourrait tirer d'une unité de combustible.

Au bas de la page 8 vous trouverez le diagramme d'une turbine à gaz. On y indique un rendement de 21 p. 100 pour l'électricité, or ce chiffre représente une évaluation prudente, il pourrait être plus élevé. Alors avec une turbine à gaz, il y a un accroissement du potentiel de production d'électricité, et c'est pourquoi cette évaluation a été modifiée... en admettant que 50 p. 100 des centrales soient équipées de turbines au gaz.

Toutefois, il n'est pas nécessaire d'utiliser du gaz naturel. On pourrait utiliser des turbines à combustion externe, avec du charbon ou autre chose comme combustible. A l'heure actuelle, les efforts technologiques sont orientés dans cette direction: Les turbines à gaz à combustion externe.

**M. Clay:** Ma dernière question porte sur le paragraphe sur les subventions, qui se trouve à la page 17 de votre exposé. Vous évaluez à 1.6 million de dollars le total des investissements nécessaires pour tirer 2,000 mégawatts de la production conjointe d'ici les 20 prochaines années. Si nous comparons cette évaluation au coût du projet de la Baie de James, par exemple, où l'on a investi une somme à peu près dix fois plus grande pour obtenir environ cinq fois plus d'électricité, et ce sans profiter de l'avantage secondaire de la vapeur, cela nous



**[Texte]**

cogenerating facilities have to compete with utility costs based on an average rather than on incremental?

**Mr. Juchymenko:** An incremental. Yes.

**Mr. Clay:** So that would be an example to support that argument.

**Mr. Juchymenko:** Yes. The only thing, of course, is that in the hydraulic station you do not have to add any more fuel. Here you do have to put some fuel, and whatever you assign the price of the fuel. Or you maybe capitalize fuel, if you like, but still it is there.

**The Chairman:** Mr. DeGrace.

**Mr. John DeGrace (Science and Technology Division, Library of Parliament):** I have only one short question and it relates to the same statement you were just discussing on page 17 that the estimated total investment in cogeneration in 1980 dollars for the next 20 years is \$1.6 billion. I wonder if you can tell us whose estimate that is. Is it based on current economic conditions in the present-day legislative framework, or does it assume the introduction of your hoped-for ideal situation with, for example, cogeneration utilities in place?

**Mr. Juchymenko:** The \$800 per kilowatt is an assumed figure, and I have several instances where that is approximately what it is right now to install an industrial turbine producing electricity. It is about \$800 per kilowatt. These are the smaller-size industrial units, maybe 5,000 kilowatts to maybe 20,000 kilowatts. The 2,000 megawatt projection is really not mine. It was taken from the study by Shawinigan and from several studies by Ontario Hydro.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Juchymenko. It is very obvious that you have brought a lot of knowledge to the committee and we appreciate your appearance here. No doubt we will be calling on you again for further information. Thank you very much.

I will call a five-minute recess before we hear the next witnesses. Thank you.

• 1054

• 1103

**The Chairman:** I am pleased to welcome to the committee, from Friends of the Earth, Mr. J. Robinson, Mr. Ralph Torrie, and Madam Helene Lajambe. I believe all members have now received the kit prepared by Friends of the Earth. I hope there are enough for our research staff as well.

Would you have enough copies with you, Mr. Robinson?

**Mr. J. Robinson (Researcher, Friends of the Earth):** We prepared, I think, three for the staff.

**[Traduction]**

mène à une situation dont vous parliez plus tôt, à savoir que les coûts des installations de production conjointe doivent faire concurrence à ceux des services publics, en se fondant sur des données moyennes plutôt que sur des données croissantes, n'est-ce pas?

**M. Juchymenko:** En effet.

**M. Clay:** Cela constituerait donc un bon exemple pour appuyer votre argument.

**M. Juchymenko:** Oui. Évidemment, il faut noter que dans une centrale hydro-électrique, il n'est pas nécessaire d'utiliser du combustible supplémentaire. Dans le cas présent, il le faut, et peu importe la façon dont on en calcule le prix, ce coût subsiste toujours.

**Le président:** Monsieur DeGrace.

**M. John DeGrace (Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Je n'ai qu'une brève question portant sur cette même déclaration qui se trouve à la page 17. Vous évaluez à 1.6 milliard de dollars, en dollars de 1980, la somme nécessaire à l'implantation de la production conjointe d'ici 20 ans. Pourriez-vous nous dire qui a fait cette évaluation. Est-elle fondée sur les conditions économiques actuelles et sur le présent cadre législatif, ou présumez-vous l'avènement d'une situation idéale, comme vous l'espérez, avec des installations de production conjointe déjà en place?

**M. Juchymenko:** Quand nous évaluons cet investissement à 800 dollars par kilowatt, il ne s'agit que d'une hypothèse, et j'ai plusieurs exemples qui montrent que c'est là le coût approximatif actuel d'installation d'une turbine industrielle pour la production d'électricité. Le coût est d'environ 800 dollars par kilowatt. Cela vaut pour les petites turbines industrielles, de 5,000 à 20,000 kilowatts environ. Je ne suis pas responsable de l'évaluation pour les 2,000 mégawatts. J'ai tiré ce chiffre d'une étude réalisée par Shawinigan et de nombreuses autres études réalisées par l'Hydro Ontario.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Juchymenko. Il est évident que vous nous avez beaucoup renseigné et nous vous sommes reconnaissants pour votre témoignage. Nous aurons sans doute recours à vous plus tard pour obtenir d'autres renseignements. Merci beaucoup.

Nous prendrons une pause de cinq minutes avant de recevoir les prochains témoins. Merci.

**Le président:** Je suis heureux d'accueillir maintenant des représentants des Amis de la Terre, c'est-à-dire M. J. Robinson, M. Ralph Torrie et M<sup>me</sup> Hélène Lajambe. Je pense que tous les membres du comité ont reçu les documents préparés par les Amis de la Terre et j'espère qu'il y en a également assez pour nos chercheurs.

Avez-vous d'autres exemplaires avec vous, monsieur Robinson?

**M. J. Robinson (chercheur, Amis de la Terre):** Je crois que nous en avons préparés pour le personnel.



## [Text]

**Mr. Ralph Torrie (Researcher, Friends of the Earth):** Mr. Chairman, the only one of the three of us who will be speaking from a prepared text is Mr. Robinson. There are ample copies of his presentation, which I think are being distributed to your staff right now.

**The Chairman:** Thank you very much.

I wish to welcome you to the committee and we are very anxious to hear your ideas and suggestions to this committee, which no doubt will be very valuable to our study.

Alors, c'est à vous.

**Mr. Torrie:** Thank you very much, Mr. Chairman and members of the committee. We are pleased to be here today on behalf of Friends of the Earth.

I will start by introducing the panel. My name is Ralph Torrie. I have been engaged in energy policy research for the past several years for a number of environmental groups, and in addition have done a fair amount of government contracting.

On my immediate right, to your left, is Hélène Lajambe, who is an economist from Montreal. She has a broad experience in energy economics, particularly in the area of electricity. She has been involved in what we call a soft energy path study for the Province of Quebec.

On my far right and your far left is Mr. John Robinson, who is from the University of Toronto. He is in the Department of Geography there and is perhaps best known for his authorship of a study by the Working Group on Canadian Energy Policy, which has been a contributor to the soft energy type of analysis in Canada.

As for Friends of the Earth, it is a national environmental organization with the basic and fundamental objective of encouraging and promoting the transition in Canada to a conserver society. FOE Canada was formed in May of 1978 at a meeting of major Canadian environmental groups which were primarily local or regional in nature, in recognition of the need for a strong organization to address environmental issues of national concern.

• 1105

Membership includes organizations from all 10 provinces and the territories. There are currently some 22 member organizations with several more who have submitted applications to join. Friends of the Earth's programs encompass a wide range of environmental and conserver society issues, although this morning, of course, we will be focusing on energy.

The Conserver Society concept is one that became well known in Canada in 1976, when a committee of the Science Council first published a paper entitled *Towards a Conserver Society, A statement of Concern*. The concept of a conserver society is a society where emphasis is placed upon developing a sustainable economy based on efficiency of design, encouragement of diversity, recognition of total costs in policy decisions, including environmental costs, and a concern for the future in a world with finite resources and increasing global interdependence. Applied to the energy sector, this translates into

## [Translation]

**M. Ralph Torrie (chercheur, Amis de la Terre):** Monsieur le président, seul M. Robinson a préparé un texte écrit. Il en a fait faire des photocopies, qui sont actuellement distribuées aux membres du comité.

**Le président:** Merci beaucoup.

Je vais donc maintenant vous donner la parole, puisque nous attendons avec impatience les idées et suggestions que vous pourrez nous soumettre.

So, you now have the floor.

**M. Torrie:** Merci beaucoup, monsieur le président. Nous sommes très heureux de venir représenter aujourd'hui les Amis de la Terre.

Je commencerai en présentant les membres de notre groupe. Je m'appelle Ralph Torrie et je m'occupe, depuis plusieurs années, de recherches en politique énergétique, pour un certain nombre de groupes écologiques. De plus, j'ai fait plusieurs analyses sous contrat pour le gouvernement.

A ma droite se trouve Hélène Lajambe, qui est une économiste de Montréal. Elle s'occupe depuis longtemps des aspects économiques de l'énergie, surtout en ce qui concerne l'électricité. En outre, elle a réalisé une étude concernant ce que nous appelons les énergies douces, pour la province de Québec.

A sa droite se trouve M. John Robinson, du département de géographie de l'université de Toronto. Il est connu pour l'étude qu'il a réalisé pour le Groupe de travail sur la politique canadienne de l'énergie, qui a contribué aux analyses réalisées au Canada dans le domaine des énergies douces.

En ce qui concerne maintenant les Amis de la Terre, il s'agit d'une organisation écologique nationale dont l'objectif fondamental est d'encourager et de promouvoir la transition vers une société fondée sur les économies d'énergie. Le chapitre canadien de la société a été créé en mai 1978, lors d'une réunion des principaux groupes écologiques canadiens, qui étaient alors essentiellement de nature locale ou régionale, après avoir reconnu la nécessité de créer une forte organisation au plan national.

Notre organisation comprend donc des représentants des 10 provinces et des territoires. Elle regroupe actuellement 22 organisations membres, et d'autres ont déjà soumis des demandes pour en faire partie. Les programmes des Amis de la terre portent sur toute une variété de problèmes écologiques et de problème d'économies d'énergie, mais, ce matin, nous porterons notre attention uniquement aux problèmes de l'énergie.

Le principe de la Société de conservation a fait son apparition au Canada en 1976, dans le cadre d'une étude réalisée par le Conseil des sciences et intitulée *Vers une société de conservation de l'énergie: un cri d'alarme*. Selon ce principe, il convient d'instaurer une société dans laquelle on insistera d'abord sur la création d'une économie viable, basée sur des mécanismes efficaces, sur l'encouragement de la diversité, sur la reconnaissance des coûts globaux des politiques gouvernementales, y compris leurs coûts écologiques, et sur la reconnaissance du caractère fini des ressources énergétiques mon-

## [Texte]

an energy policy that we call a soft energy path approach to energy policy, which provides directions for energy policy that would lead to a sustainable and environmentally benign, flexible, diverse and resilient energy economy by employing a multitude of efficient technologies based on renewable energy.

We intend, this morning, to concentrate primarily on broad policy issues. We could have come armed to the teeth with numbers, but having reviewed the committee's transcripts we thought perhaps you might find it refreshing to talk about some of the policy issues underlying the technical information that you have been receiving. We have been, and will continue to be, in touch with your staff and we will provide them with technical details of the research we are doing as it becomes available, but I think I would like just to talk about a few basic principles of the approach taken by the groups that belong to Friends of the Earth when they are dealing with energy policy.

I would like to talk about the concept of choice. There is an underlying theme and consensus within the organizations that belong to Friends of the Earth that we are facing a rather fundamental choice in the direction of our energy policy. In the one direction we see a continuation of a future not unlike the past, albeit more difficult. It involves continuing and even increasing absolute dependence on nonrenewable fuels. It implies what I think can only be described as heroic efforts by the national and central governments to implement not just some but virtually all of the various marginal conventional fuel supplies, such as Arctic gas, offshore oil, tar sands, coal and nuclear electricity programs, all at a ferocious pace to keep up with an extrapolated demand, which even at the current Energy, Mines and Resources projections of, I think, about 2 per cent, we regard as excessive. The supply oriented approach to energy policy, while it does take credit for conservation in renewables, regards it, I think, as rather small additions to the supply side of the equation.

In the other direction, the direction we would like to talk about this morning, we see not only as possible, but as more desirable, the transition to a renewable energy based economy in Canada over the next 40 or 50 years. In spite of all of the many thousands of times in the past few years we have been told that our fossil fuel reserves are, in fact, finite within the foreseeable future or just over the planning horizon, and in spite of the many rhetorical statements that we must move towards a dependence on renewable energy, I think we would contend that current policies do not adopt that objective as a working principle.

## [Traduction]

diales, ainsi que du principe d'interdépendance globale. Appliquée au secteur de l'énergie, cette politique exige le recours à ce que nous appelons les énergies douces, afin de mettre au point une économie de l'énergie viable, souple, diverse, solide et économiquement bénigne, en employant une multitude de technologies efficaces, basées sur l'énergie renouvelable

Ce matin, nous avons l'intention de porter notre attention surtout sur les grandes politiques énergétiques. Nous aurions pu venir armés de millions de chiffres, mais, après avoir lu les procès-verbaux des séances antérieures, nous avons pensé qu'il vous plairait peut-être d'éviter les chiffres pendant un certain temps, afin de parler essentiellement des politiques fondamentales sous-tendant les informations techniques que vous avez reçues. Cela dit, nous resterons en contact avec le personnel de votre comité pour lui fournir, s'il y a lieu, les détails techniques à la base de nos recherches, à mesure qu'elles seront publiées. Pour l'instant, donc, nous nous en tiendrons à quelques principes de base reflétant l'orientation des groupes constituant les Amis de la terre.

Dans ce contexte, je commencerais par parler du principe de choix. En effet, toutes les organisations qui font partie des Amis de la Terre sont d'accord pour reconnaître que nous faisons actuellement face à un choix fondamental quant à notre futur énergétique. D'une part, nous pourrions envisager pour notre société un avenir assez semblable à notre passé, bien que cela implique de nouvelles difficultés. Il s'agira alors de continuer et même d'augmenter notre dépendance absolue à l'égard des combustibles non renouvelables. Cela exigera, de la part des gouvernements nationaux et centraux, des efforts que l'on ne peut caractériser que comme héroïques, afin d'exploiter non pas certaines mais pratiquement toutes les ressources marginales de combustibles classiques, tel que le gaz naturel de l'Arctique, le pétrole sous-marin, les sables bitumineux, l'électricité à partir de charbon et l'électricité nucléaire. Tout ceci devra se faire à un rythme féroce, afin de continuer à satisfaire une demande toujours croissante, qui, même sur la base des prévisions actuelles du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, qui sont de 2 p. 100 par an, nous paraît excessive. Le principe fondamental d'une politique de l'énergie basée sur les approvisionnements énergétiques, même si elle tient compte des économies d'énergie et des énergies renouvelables, représente donc des ajouts minimes à la partie approvisionnement de l'équation.

L'autre solution, dont nous aimerions vous parler ce matin, nous paraît non seulement possible mais plus souhaitable; il s'agit de la transition vers une économie basée sur les énergies renouvelables, pendant les 40 à 50 prochaines années. Bien que l'on nous ait dit, des milliers de fois ces dernières années, que nos réserves de combustible fossile sont limitées dans un avenir prévisible, et malgré de nombreuses déclarations de principe recommandant une évolution vers les énergies renouvelables, nous estimons que les politiques actuelles n'ont pas adopté cet objectif comme principe fondamental.



[Text]

• 1110

The soft energy path approach is perhaps the only energy policy alternative or option being put forward which takes, not as a rhetorical objective but as a serious working principle, a move towards a dependence upon renewable energy in the economy and an attempt to try to think ahead what our society is going to look like in the post-petroleum era and how we might bring about the transition to renewable energy technology.

There are two basic contributions to this move and if you look at the one-page green summary sheet that is included in the kits that we have provided, you will see a summary of the studies which have been done by Friends of the Earth to examine the possibility of moving towards a renewable energy future for the Canadian provinces.

In addition, in each members' kit of information this morning, we have included a summary of the more detailed study for that member's particular province. The two exceptions are Nova Scotia, where the results are not published yet and, hopefully without offence to the member, we included the New Brunswick study instead in that case. In the case of British Columbia, where the report has been published but is not available in a summarized form yet, we were unable to provide that copy.

I think you will see by reviewing this summary sheet the two basic components of the soft energy path. That sort of stand out on the page. First if you compare the first column and the second column which indicate the end-use demand for energy in 1975, which are real figures, historical figures compared with a possible end-use demand for energy in the year 2025, which is calculated by methods which Mr. Robinson will be going into in some more detail, you notice the fact that the increases in absolute energy demand at the point of end-use are either very small or in some cases even negative. In other words, in spite of assumptions about population increases fairly conventional assumptions I might add, growth in the economy, growth in the productivity of these economies, it should be possible, by reducing per capita energy consumption, to achieve end-use demand levels for energy in the year 2025 which are roughly of the same order of magnitude as the energy end-use demand in 1975.

This same type of conclusion has been reached by a number of organizations who have been studying the potential for energy efficiency improvements in industrial economies. You can look at the work of the Ford Foundation, the Harvard School of Business, Resources for the Future, and a number of other groups all of whom are coming to the conclusion that there is an enormous potential primarily through technological innovation, not necessarily through lifestyle changes, to reduce the per capita consumption of energy in industrial economies over the next several decades.

The last column of the summary table indicates the percentage of that end-use demand in the year 2025 which, according to the application of already existing, and we would argue already cost-competitive, renewable energy technologies, which we feel could be met by renewable resources by that

[Translation]

Le recours aux énergies douces nous paraît donc être la seule option qui se base, non pas sur un simple plan théorique mais sur un plan concret, sur un effort d'évolution vers l'adaptation de notre économie à l'utilisation des énergies renouvelables et sur une tentative de prévision de l'avenir de notre société, à l'époque post-pétrolière, si je puis m'exprimer ainsi, et sur une transition vers des technologies basées sur les énergies renouvelables.

Deux éléments fondamentaux sous-tendent cette évolution; vous les trouverez sur le résumé d'une page, verte, inclus dans les documents que nous vous avons fournis. Il s'agit là d'un résumé des études effectuées par les Amis de la Terre pour analyser la possibilité d'évolution vers l'utilisation des énergies renouvelables dans les provinces canadiennes.

En outre, nous avons inclus dans chaque série de documents un résumé de l'étude plus détaillée correspondant à chaque province du député. Il y a toutefois deux exceptions à cela. D'une part, en ce qui concerne la Nouvelle-Écosse, les résultats n'ont pas encore été publiés; nous espérons que le député concerné ne se choquera pas du fait que nous avons inclus, à la place, l'étude correspondant au Nouveau-Brunswick. En outre, en ce qui concerne la Colombie-Britannique, le rapport a été publié mais il n'existe pas encore sous forme résumée.

En analysant la feuille verte, vous verrez que les deux éléments de base d'une société fondée sur les énergies douces ressortent très bien. La première colonne reflète la demande finale d'énergie en 1975, c'est-à-dire les chiffres réels de demande. La seconde comprend la demande finale possible d'énergie en 2025, calculée selon les méthodes que M. Robinson vous expliquera plus en détails. La comparaison de ces deux colonnes montre que les augmentations de demande absolue d'énergie, au niveau final, sont soit très petites soit même négatives. En d'autres termes, malgré des hypothèses assez traditionnelles de croissance démographique, de croissance de l'économie et des croissances de la productivité, nous estimons possible, en réduisant la consommation énergétique individuelle, d'atteindre en 2025 des niveaux de demande finale d'énergie relativement identiques à ceux de 1975.

Je dois dire qu'un certain nombre d'organisations ayant étudié les possibilités d'amélioration de l'utilisation de l'énergie dans les économies industrialisées sont parvenues au même type de conclusions. C'est notamment le cas de la Fondation Ford, de la *Harvard School of Business*, de l'organisme *Resources for the Future*, qui ont tous conclu qu'il existe un potentiel énorme de réduction de la consommation individuelle d'énergie dans les économies industrialisées, pendant les prochaines décennies, essentiellement par le biais de l'innovation technologique et sans même nécessairement exiger des changements de mode de vie.

La dernière colonne du résumé indique le pourcentage de cette demande finale de 2025 qui, sur la base de l'utilisation de la technologie existante en matière d'énergies renouvelables et, selon nous, déjà concurrentielle ou sur le point de l'être, pourrait être satisfaite par le recours aux énergies renouvela-



## [Texte]

date. You will see figures which indicate a range which is for example, for Alberta fairly low for obvious reasons; Ontario, I would say also a rather intermediate result because of the very heavy industrial bias of that economy. In most of the other provinces, the potential is there for almost complete conversion of economies to a renewable energy base, if we choose that this is the direction we want to go, if we take seriously the information which we are being told that our fossil fuel resources are limited and if we take seriously a commitment to move our society towards a renewable energy base, nor merely regarding these statements as rhetorical objectives and then go off and design an energy policy which gets us further into the hole that we are in now, with dependence on increasingly expensive, increasingly environmentally dangerous sources of conventional supply.

• 1115

Even if we do develop them, they are only going to leave us in a situation 30 or 40 years from now where we are facing a crisis of dependence on nonrenewable fuels and where we have lost the 30 or 40 years that we could have been devoting to increasing the efficiency of our energy system and to making a concerted effort to move to a dependence on renewable resources.

The reason that we must emphasize, in a consideration of renewable energy, the potential of conservation is that it plays a crucial role in the time scales with which renewable and alternative energy technologies can be brought on-stream in this country. I do not think, and I think the other members of the panel would probably agree, it is possible to really address the question of the potential for alternative energy if you do not also address in earnest the question of exactly what the end-use demand for energy is going to look like over the next several decades and how we can improve the efficiency of that demand in order to buy the necessary time to implement the renewable technologies and, hopefully, to avoid some of the environmentally very troublesome proposals for conventional fuel development that are on the drawing boards for Canada right now.

We think the present policy is going to lead us into an increasing dependence on electricity. This will mean a move away from the first-generation nuclear technology, which has enough problems, and into a reprocessing nuclear technology. We think it will imply an attempt for the economy to be transformed from a petroleum to a plutonium base, a transition that we feel is being gradually encouraged by ad hoc decisions made in what we would consider to be an energy policy vacuum, and a transition that we feel would radically change the type of society we have in Canada in a direction which most of us, if we could perceive it coming, would try to avoid.

With these introductory comments on this question of choice, I am going to ask Mr. Robinson to elaborate on some

## [Traduction]

bles. Vous y trouverez donc des chiffres reflétant diverses possibilités provinciales. Ainsi, en Alberta, le pourcentage est assez faible, pour des raisons évidentes. Pour l'Ontario, le chiffre représente une sorte d'étape intermédiaire, étant donné la forte industrialisation de son économie. Par contre, pour la plupart des autres provinces, le potentiel de conversion pratiquement complète aux énergies renouvelables existe déjà, à condition que l'on y décide de s'engager fermement dans cette voie et que l'on prenne au sérieux les informations selon lesquelles nos ressources en combustibles fossiles sont limitées; en outre, cette solution exigera que l'on s'engage fermement à réorienter notre société vers l'utilisation des énergies renouvelables, au lieu de se contenter de faire des déclarations purement rhétoriques pour ensuite concevoir des politiques énergétiques qui ne cessent d'aggraver une situation déjà noire, en augmentant notre dépendance à l'égard d'approvisionnements énergétiques de plus en plus chers et de plus en plus dangereux sur le plan écologique.

Même si nous exploitons ces sources marginales d'énergie conventionnelle, nous nous retrouverons, dans 30 ou 40 ans, dans une situation de dépendance absolument critique; cela signifie que le même problème se posera et que nous aurons cependant perdu 30 à 40 années, que nous aurions pu consacrer à améliorer l'efficacité de notre système énergétique et à faire un effort concerté pour nous orienter vers les ressources renouvelables.

La raison pour laquelle nous devons insister beaucoup, dans une analyse des énergies renouvelables, sur le potentiel de la conservation, est que cette dernière joue un rôle crucial dans la période intermédiaire qui précèdera l'application généralisée, dans notre pays, des technologies basées sur les énergies renouvelables et nouvelles. Je ne pense pas, et mes collègues en conviendront probablement, qu'il soit en effet possible d'analyser le potentiel des énergies nouvelles sans en même temps examiner sérieusement quelle sera la nature de la demande finale d'énergie, pendant les prochaines décennies, et comment on pourra améliorer l'efficacité de cette demande, afin de nous donner le temps nécessaire pour appliquer les technologies renouvelables et, nous l'espérons, éviter certaines des propositions très douteuses, sur le plan écologique, qui ont récemment été faites, au Canada, pour l'exploitation des combustibles conventionnels.

Selon nous, la politique actuelle va augmenter notre dépendance à l'égard de l'électricité. Cela signifie que la technologie nucléaire de première génération sera dépassée, (elle connaît déjà suffisamment de problèmes) et que nous nous orienterons vers l'utilisation des technologies de retraitement nucléaire. En d'autres termes, on essayera de remplacer le pétrole par le plutonium, ce qui est d'ailleurs une transition qui, selon nous, est graduellement encouragée par des décisions ponctuelles prises dans ce que nous estimons être un vide politique sur le plan de l'énergie; une telle transition modifierait radicalement le type de société que nous connaissons aujourd'hui et nous amènerait dans une voie que la plupart d'entre nous, dans la mesure où nous pouvons la percevoir, préféreraient éviter.

Après ces remarques préliminaires sur le choix que nous avons à faire, je vais demander à M. Robinson de préciser

*[Text]*

of the methods that are involved in these types of studies. If you wish, in the question period he will be able to go into even more detail on where these numbers come from. After Mr. Robinson's presentation, Hélène will describe a case study, the soft energy path study that was done for Quebec, and some of the conclusions that she came to regarding the barriers to such a transition.

I realize I have probably begged several questions in my remarks, but if the committee would stay with us until we finish our presentation some of them might very well be answered by the other panelists. I would also add that if there are questions this morning which we are unable to answer here on the spot, we will certainly undertake to provide written answers for the committee.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Torrie. Mr. Robinson.

**Mr. Robinson:** I propose basically just to read through the testimony I have submitted, with small amounts of embroidery where appropriate.

You have heard from Mr. Torrie something about FOE's over-all perspective on long-run energy policy issues. I want to narrow it down a little bit and talk more about the specific kinds of results we have been having in the soft path studies and about what we conceive a soft energy path to be. That will lead quite naturally into a discussion of one specific study by Mrs. Lajambe, the Quebec study.

The term "soft energy path" refers to an energy policy path or a direction of policy, which would be represented at the national level by a co-ordinated set of federal energy policies intended to make possible a society primarily or totally dependent upon renewable energy resources by some future date. We have usually chosen the year 2025 in order to give time for the kinds of structural changes needed to make that kind of shift, but other soft path studies have been done with different end-point dates.

As originally coined, the term "soft energy technology" did not simply refer to renewable energy; it referred to energy sources that had a number of interrelated characteristics. But for the purposes of a simple exposition, the fact that these are renewable is the most crucial characteristic of them. And I can go a little more into the other characteristics, if it is of interest.

• 1120

As Ralph has already indicated, this goal implies a substantial commitment to energy conservation: the two are inescapably intertwined; not only for the reason he gave, which was that the rate of deployment of alternative energy is crucially dependent on demand growth rates, but also because renewable energy is a flow resource, which means that although it is inexhaustible, there is an upper limit to the amount that is produced in any given time period. So you cannot have a soft path if demand growth rates rise beyond the point that that flow will provide you with your energy. These two points

*[Translation]*

certaines des méthodes qui ont été employées pour la réalisation de ces études. Si vous le voulez, nous pourrions ensuite vous donner plus de détails encore sur l'origine de nos chiffres. Ensuite, Hélène Robinson décrira une étude particulière, c'est-à-dire l'étude de la société basée sur les énergies douces, qu'elle a effectuée pour le Québec et certaines des conclusions auxquelles elle est parvenue concernant les obstacles qui se posent à une telle transition.

Je terminerai en disant que je suis parfaitement conscient que mes remarques n'ont pas répondu à toutes les questions mais, si vous voulez bien rester avec nous jusqu'à la fin de notre présentation, certains de mes collègues répondront peut-être à certaines d'entre elles. En outre, s'il y en a auxquelles nous ne pouvons répondre ce matin, nous serons tout à fait prêts à vous envoyer des réponses écrites, plus tard.

**Le président:** Merci, monsieur Torrie. Monsieur Robinson.

**M. Robinson:** Je me contenterai de vous lire le texte que j'ai préparé, en y ajoutant toutefois certaines précisions, lorsqu'elles me paraîtront nécessaires.

M. Torrie vient de vous présenter les prévisions globales des amis de la terre en ce qui concerne les politiques fondamentales, à long terme, en matière d'énergie. Je voudrais restreindre un peu cette perspective et insister sur certains résultats auxquelles sont parvenues nos études sur les énergies douces et sur la manière dont nous envisageons la transition vers ce type de société. Cela nous permettra d'entrer tout naturellement dans la discussion de l'étude particulière effectuée par M<sup>me</sup> Lajambe, pour le Québec.

L'expression «société basée sur les énergies douces» reflète une orientation particulière de nos politiques énergétiques représentées au niveau national, par l'élaboration de politiques fédérales coordonnées, dans le but de promouvoir une société essentiellement ou totalement dépendante des ressources énergétiques renouvelables, d'ici à une date donnée. Dans nos études, nous avons choisi l'année 2025 comme objectif, afin de donner aux changements structurels nécessaires le temps de se réaliser; cela dit, d'autres études réalisées dans le même domaine ont choisi d'autres années cibles.

À l'origine, l'expression «technologies d'énergies douces» ne concernait pas simplement les énergies renouvelables, mais également des sources d'énergie ayant un certain nombre de caractéristiques reliées. Cela dit, pour la présentation de ce matin, leur caractéristique la plus importante est qu'elles sont renouvelables. Si vous le voulez, je pourrais préciser certaines des autres caractéristiques plus tard.

Comme Ralph l'a déjà dit, cet objectif exige un engagement ferme à l'égard de la conservation de l'énergie. Il s'agit là d'une condition absolument fondamentale, non seulement pour les raisons qu'il a indiquées, c'est-à-dire, surtout, le fait que le recours aux énergies nouvelles dépend essentiellement des taux de croissance de la demande, mais aussi parce que l'énergie renouvelable est une ressource variable, c'est-à-dire que, même si elle est inépuisable, il existe une limite aux quantités qui peuvent en être produites, dans une période donnée. On ne peut donc baser une société sur les énergies douces si les taux



## [Texte]

underline our insistence that we cannot meaningfully look at alternative energy without looking at energy demand.

Because proposals for soft energy path policies challenge conventional wisdom on energy policy derived from the days when fossil fuel resources were cheap and plentiful, and because they are incompatible with the prevailing direction of past and present supply-oriented policies, which you have heard a little bit about, such proposals have rarely been examined seriously by energy policy-makers. Where they have been so examined, as in, primarily, Sweden and California—and here I am referring to policy-makers doing the studies or commissioning them—they have speedily become important or preferred official policy options. Elsewhere, however, and certainly with respect to federal energy policy in Canada, soft energy path policies can perhaps best be referred to as “the neglected option”.

As Ralph has indicated, this is tantamount to a long-run commitment to the nuclear option. That is the only other long-run alternative possibility, the only other long-run sustainable resource.

Despite this official neglect, there is emerging an increasing number of analyses of soft energy path options by academics, public interest groups and other researchers. These studies, undertaken in dozens of countries, including Canada, have demonstrated clearly—and this is the first point that I would like to emphasize—that soft energy paths are technically and physically feasible policy options. There are no significant physical or technological obstacles to the large-scale development of renewable energy supplies and energy conservation policies; the resources are there, as I think you have heard in quite some detail, and the technology and policies necessary to develop them exist.

Here, I might digress for a moment to state that in our studies we tend to adopt what we call conservatisms, which means: bias the study against the kinds of conclusions that we are advocating; and one conservatism built into all the soft energy path studies is, using only those technologies that already exist, rather than placing reliance in the study upon speculative technologies. That is a conservatism because, of course, new technologies will be developed and efficiencies will improve.

So, it is clear that the obstacles are not physical or technological: they are essentially institutional, social and economic.

It also now seems clear that in Canada and elsewhere, primary reliance upon renewable energy supplies could be attained by 2025 without significant lifestyle changes. This is another conservatism that tends to be built into the studies. We do not assume massive shifts in social attitudes towards conserving society lifestyle options, and with continued strong economic growth, we tend to use higher economic growth figures than are considered most likely.

## [Traduction]

de croissance de la demande dépassent le niveau de production de ce type d'énergie. C'est pour cette raison que nous insistons tellement sur le fait que l'on ne peut réellement parler d'énergie nouvelle sans tenir compte de la demande.

Étant donné que les politiques proposées pour une société basée sur les énergies douces contredisent les principes traditionnels sous-tendant nos politiques énergétiques actuelles, lesquelles reflètent une époque où les combustibles fossiles étaient bon marché et abondants, et étant donné que ces politiques sont incompatibles avec l'orientation fondamentale des politiques passées et présentes, c'est-à-dire basées sur les approvisionnements, nos propositions ont rarement été prises au sérieux par les auteurs de nos politiques énergétiques. Lorsqu'elles l'ont été, notamment, en Suède et en Californie, elles sont rapidement devenues les options officielles préférées ou les plus importantes. Ailleurs, cependant, et surtout au Canada, ces politiques sont surtout ce que nous appellerions peut-être «l'option négligée».

Comme l'a dit Ralph, les politiques actuelles sont pratiquement équivalentes à un engagement à long terme vers l'option nucléaire. C'est en effet là la seule autre possibilité et la seule autre ressource viable à long terme.

Cela dit, malgré cette négligence officielle, de plus en plus d'études sont effectuées sur notre option, par des universitaires, des groupes d'intérêt public et de nombreux chercheurs. Ces études, entreprises dans de nombreux pays, dont le Canada, ont clairement montré, et j'insiste beaucoup là-dessus, qu'une société basée sur les énergies douces est techniquement et concrètement réalisable. Il n'existe en effet pas d'obstacle important, pratique ou technologique, à une exploitation à grande échelle des ressources énergétiques renouvelables et à l'application de politiques de conservation. Comme d'autres témoins vous l'ont déjà dit, les ressources existent, tout comme les technologies et politiques nécessaires pour les exploiter.

Peut-être pourrais-je ici mentionner que, dans nos études, nous avons tendance à adopter ce que nous appelons des «conservatismes», c'est-à-dire à adopter au départ un préjugé allant à l'encontre des conclusions que nous recommandons. L'un de ces conservatismes consiste à ne baser l'étude que sur les technologies existantes, plutôt que de se baser sur des technologies potentielles. Cela représente manifestement un préjugé très conservateur, puisqu'il est évident que de nouvelles technologies seront mises au point et que l'efficacité des technologies actuelles sera améliorée.

Il est donc clair que les obstacles ne sont ni pratiques ni technologiques; ils sont essentiellement institutionnels, sociaux et économiques.

Il nous paraît également évident, maintenant, que l'on pourrait se baser essentiellement sur les énergies renouvelables, au Canada et ailleurs, d'ici 2025, sans changer radicalement notre mode de vie. Cela représente un autre conservatisme qui sous-tend nos études. Nous n'envisageons en effet pas de modifications radicales des attitudes sociales ou des modes de vie et nous avons tendance à utiliser des chiffres de croissance économique supérieurs à ceux que l'on estime généralement comme étant les plus vraisemblables.



## [Text]

Now you have heard testimony that renewable energy sources, if we add up the various projections made, could come to something like 40 per cent by the year 2000, and if we add hydro on top of that, that would take it up to 65 per cent. That is taking 13.5 per cent from solar, biomass 20 per cent and wind 7 per cent. Those are all figures mentioned in previous testimony.

Now, that 65 per cent is by the year 2000. That is a very high contribution, much higher than most official over-all estimates and certainly higher than Dr. Whitham's over-all estimate, which was 40 per cent; and I think this is indicative of a point I want to stress a little later on.

• 1125

A very important question when you are considering these matters is the method used to do the analysis—the kind of approach taken—which tends to determine the kinds of conclusions reached.

The major questions with respect to soft energy path policy-proposals concern not their feasibility, but their viability in specific applications. We have progressed to the point now where it is a question of looking at individual locations and individual policies and trying to determine viability, and here we mean mainly economic viability as well as the socio-economic and environmental implications of the options. This shift in the focus from the general to the particular is symptomatic of the increasing maturity of the soft energy path proposals.

I just want to make one small comment, which I believe was also emphasized by Dr. Whitham, about the economic viability of alternative energy, for or significant costing and pricing asymmetries between conventional fuels, which are fairly heavily subsidized and which have already built up an infrastructure in significant economies of scale, and alternative energy sources, which do not tend to have any of those advantages. Of course, it is quite unfair to compare the marginal cost of the solar home-heating system with the average delivered cost of conventional oil, when what is relevant, certainly from a national policy point of view, is a marginal cost of new sources of oil. In those kinds of marginal cost comparisons, alternative energy sources look very good.

I want to return to a point I made previously. It is important to recognize that the conclusions concerning the feasibility of soft energy path options, now emerging out of the studies I have mentioned, could not have been reached by means of conventional analyses based upon traditional energy forecast methods.

Energy forecasting has what they call a status quo bias built into the actual method. It is built into it in two ways. In the first place, forecasting inherently relies upon past trends and relationships. It is an extrapolative method. Second, to the extent you can adjust for that kind of inherent bias, the analyst himself makes certain judgments and adjustments in forecasted trends. Those judgments and assumptions tend to be made on the basis also of the past experience of the analyst, perhaps necessarily so. What this means is that there are two reasons

## [Translation]

Certains des témoins que vous avez déjà entendus vous ont dit que les énergies renouvelables pourraient représenter environ 40 p. 100 de nos approvisionnements énergétiques totaux, d'ici à l'an 2000. En outre, en y ajoutant l'énergie hydro-électrique, on arriverait à environ 65 p. 100. Toujours selon ces témoins, 13.5 p. 100 proviendraient de l'énergie solaire, 20 p. 100 de la biomasse et 7 p. 100 de l'énergie éolienne.

J'insiste sur le fait que ces 65 p. 100 correspondent à l'année 2000. Il s'agit donc là d'une part bien supérieure à celle qui est prévue dans la plupart des calculs officiels et manifestement supérieure à celle de M. Whitham, qui parlait de 40 p. 100. Selon moi, il s'agit là d'un facteur très important.

L'une des questions importantes qui se posent, lorsque l'on examine ces questions, concerne la méthode d'analyse qui a été employée pour parvenir aux conclusions.

En ce qui concerne les énergies douces, les problèmes principaux ne portent pas sur leur faisabilité mais sur leur viabilité, selon telle ou telle application. De fait, les progrès réalisés dans ce domaine sont tels qu'il s'agit maintenant d'examiner les caractéristiques de telle ou telle application, ou de telle ou telle politique, afin d'en déterminer la viabilité non seulement économique mais aussi socio-économique et écologique. Ce passage du général au particulier témoigne donc de la maturité croissante des propositions effectuées en matière d'énergie douce.

Je voudrais également faire une remarque, sur laquelle M. Whitham avait également insisté, au sujet de la rentabilité des nouvelles formes d'énergie, c'est-à-dire des différences importantes qui existent dans l'établissement des coûts des combustibles conventionnels, lesquels sont fortement subventionnés et sont déjà dotés d'infrastructure leur permettant de réaliser des économies d'échelle, et les nouvelles formes d'énergie, qui ne jouissent pas de ces avantages. Il est donc manifestement injuste de comparer le coût marginal d'une maison chauffée à l'énergie solaire et d'une maison chauffée au mazout, car ce qui est important, tout au moins sur le plan de politiques nationales, c'est le coût marginal des nouvelles sources de pétrole. Dans ce contexte, les nouvelles formes d'énergie paraissent certainement très intéressantes.

Je voudrais maintenant revenir sur une remarque que j'ai déjà faite. Il faut bien comprendre que les conclusions concernant la faisabilité des options basées sur les énergies douces ne pouvaient être basées sur des analyses traditionnelles, c'est-à-dire sur celles qui sous-tendent les méthodes traditionnelles de prévisions en matière d'énergie.

En effet, les méthodes actuelles de prévisions en matière d'énergie comportent ce que l'on appelle un préjugé de statu quo, exprimé sous deux formes. Tout d'abord, elles se basent fondamentalement sur les tendances et circonstances passées. Il s'agit donc de méthodes d'extrapolation. En outre, même lorsqu'ils essaient d'apporter des correctifs pour tenir compte de ce préjugé inhérent, les analystes eux-mêmes sont obligés de porter certains jugements dans leurs prévisions des tendances futures. Ces jugements et hypothèses tendent également à se

## [Texte]

that energy forecasts will tend to produce pictures of futures that look very much like the present only bigger, given that our growth rates are all positive these days.

So, it is inherently impossible for these kinds of analyses to show us the kinds of alternatives that are not presently embedded in our energy system and, in fact, in recent National Energy Board reports, you have this kind of fact becoming very apparent, when they say we cannot forecast use of wood-waste for example, or we have not been able in the past because no historical data existed. If you rely upon historical data to make your estimates about the energy future, about the only thing you can be sure of is that you will be very substantially wrong and, of course, all official estimates prepared over the 1970s—and I am referring both to EMR and NEB estimates—have been pretty substantially wrong. It is for those reasons that we have developed, adapted a technique which we call energy backcasting, the purpose of which is to uncover energy futures that are invisible to those using more conventional analyses.

Backcasting is based on a fairly fundamental principle, which is that energy policy is a means to an end and not an end in itself. This tends to be obscured by a forecasting analysis which is projecting quantities of energy consumed, with little attention being paid to energy and uses, although that emphasis is, fortunately, changing, so, we emphasize the purposes for which energy is used, what we call demand orientation of analysis. The method of backcasting, I will just very briefly outline and then we will go into more detail later.

• 1130

The method of back casting is to develop, on the basis of analysis of energy end uses, some picture of what energy demand could look like in a future year. So you construct, by means of building in certain efficiency assumptions—perhaps conservation elasticities, things like that—a society in the end-point year.

Of course, given the focus of our interest, we are constructing an efficient and point. Presumably you could construct an inefficient one. I do not think it would be of very much use to anyone.

The second part of the analysis, once you have that profile of end-use demands in the end-point year, is to decide how do we get there from here. That is, in some ways, a very interesting part of the analysis. That is why we call it backcasting. We are working back from the future end-point, instead of, as in forecasting, working forward from the present. What we are trying to do is draw a line from existing energy use to this future desired end-point. So backcasting is inherently normative; it involves specifically choosing a future and then analysing it, which is another significant difference from forecast-

## [Traduction]

faire sur la base de l'expérience passée de l'analyste lui-même, ce qui est peut-être inévitable. Toutefois, cela signifie qu'il y a deux raisons pour lesquelles les prévisions faites en matière d'énergie ont tendance à produire des images de l'avenir très semblables à celles du présent, mais amplifiées, étant donné que nos taux de croissance sont aujourd'hui tous positifs.

Il est donc fondamentalement impossible pour ces analystes de nous offrir des options qui ne se fondent pas sur nos systèmes énergétiques actuels. De fait, ce type de phénomène était manifeste dans les récents rapports de l'Office national de l'énergie, dont les auteurs ont indiqué clairement qu'ils ne pouvaient prévoir l'utilisation des déchets du bois, par exemple, étant donné qu'il n'existe pas de données historiques dans ce domaine. Donc, si l'on se base sur les données historiques pour prévoir notre avenir énergétique, la seule chose dont on puisse pratiquement être sûr est que ces prévisions seront considérablement erronées, ce qui est confirmé par le fait que pratiquement toutes les prévisions officielles effectuées depuis 1970, à la fois par le ministère de l'Énergie et par l'Office national de l'énergie, se sont révélées erronées. C'est pour ces raisons que nous avons mis au point une technique que nous appelons la rétro-vision énergétique, dont l'objectif est de découvrir des solutions futures que ne peuvent révéler les analyses traditionnelles.

La rétrovision énergétique est basée sur un principe assez fondamental, qui est que la politique énergétique est un moyen pour atteindre une fin et non pas une fin en elle-même. C'est là un facteur que les analyses prévisionnelles ont tendance à ignorer, dans la mesure où elles essaient de prévoir les quantités d'énergie consommées, sans porter beaucoup d'attention à l'utilisation qui en est faite, même si je dois reconnaître que cette tendance semble heureusement se modifier. En ce qui concerne, nous insistons d'abord sur l'utilisation qui est faite de l'énergie, c'est-à-dire sur ce que nous appelons une analyse basée sur la demande. Je vais maintenant brièvement vous expliquer ce qu'est la rétrovision énergétique et je pourrais vous donner des détails plus tard, pendant les questions.

Le backcasting ou rétrovision a pour objet de prévoir la demande énergétique dans les années à venir, sur la base d'une analyse des utilisations finales. A cette fin, on construit un modèle de sociétés pour l'année-cible, comportant certaines hypothèses d'efficacité, comme élasticité de la compensation etc...

Étant donné notre position de départ, nous cherchons à construire un modèle efficace. Bien entendu on aurait pu, je suppose, envisager un modèle inefficace, mais je ne vois pas à quoi cela pourrait servir.

Lorsqu'on a établi le profil de demande finale pour l'année-cible, il s'agit de voir comment arriver à cette dernière. Ceci est une partie fort intéressante de l'analyse et c'est pourquoi nous l'appelons backcasting ou rétrovision. En effet, on va à recouler à partir d'une cible fixée dans l'avenir, plutôt que de prévoir l'avenir à partir du présent. Il s'agit de tirer une ligne à partir de l'utilisation actuelle de l'énergie jusqu'à cette cible future. La rétrovision est donc par principe normative, vu qu'elle commence par déterminer un avenir en analysant ensuite, contrairement à la prévision que l'on prétend neutre et



## [Text]

ing, which tends to be portrayed as neutral and objective. The normative assumptions in forecasting tend to be buried.

So the supply policy backcast involves tracing out transitional policies that will shift us from primary dependence on nonrenewable supplies to primary reliance on renewable sources. It is a matter of determining those policies which will enable that shift to take place.

Ralph mentioned something about the backcasting studies done by Friends of the Earth over the past 10 years. These studies are an initial attempt to try to narrow the focus. The previous studies, the one in which I was involved in 1977 and two others, were national studies and suffered from the problems inherent in aggregations of numbers in a country as diverse as Canada. These provincial studies are a little more regionally specific, and by that token much more reasonable studies.

The results indicate that soft energy paths offer a feasible and desirable long-term goal for each region and province of Canada. You have seen the summary sheet and in a moment you will hear a lot more about the Quebec study, but before you do that I would just like to close by emphasizing three general conclusions.

The first is just a repetition of what I have already tried to say, and it is that soft energy paths are feasible and desirable. Actual implementation studies are only starting to be developed and emphasis has been, to date, more upon feasibility. But to the extent that implementation studies have been done on the implications of these paths, they look very attractive. But soft energy paths need to be examined in more detail to determine their viability, implications, and necessary implementation strategies in specific applications.

Secondly, it is apparent the main barriers to soft energy path futures are not technical but institutional, economic, and attitudinal, and this, in fact, I notice was emphasized by two witnesses you have had already, Dr. Aldwinckle and Mr. Overend.

Finally, and perhaps most importantly, the results of these studies emphasize that the future is not predetermined. It is certainly not predetermined in the way energy forecasts tend to suggest. What our energy future will be depends on the policy choices we make now and in the future, which means that within the broad constraints set by geology and demographic parameters we can create the type of energy future we want. The choice is ours. In Canada we are particularly fortunate to have a cushion of conventional fuels which enables that choice to be made fairly painlessly, if it is indeed made in the near future.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Robinson.

Madame Lajambe.

**Mme Lajambe:** Monsieur le président, messieurs les députés, si vous le voulez bien, nous allons maintenant regarder comment, concrètement, on peut procéder à l'établissement d'une stratégie à base uniquement de ressources renouvelables. Cette étude doit être précédée bien évidemment d'une étude assez attentive du contexte spécifique du territoire auquel vous

## [Translation]

objective. Les hypothèses normatives utilisées en prévision sont généralement passées sous silence.

La rétrovision en matière d'approvisionnements énergétiques passe donc par l'élaboration de politiques de transition qui permettront le passage d'une économie fondée essentiellement sur les énergies non-renouvelables à une économie basées en priorité sur les énergies renouvelables. Il s'agit donc de trouver les mesures susceptibles d'assurer cette transition.

Ralph a évoqué les études de rétrovision effectuées par l'association Les Amis de la Terre au cours des 10 années écoulées. Ces études visent à faire le point sur la question. L'étude à laquelle j'ai participé en 1977 ainsi que deux autres étaient faites au plan national et étaient dès lors entachées des problèmes inhérents à ce genre de calcul dans un pays aussi diversifié que le nôtre. Par contre les études effectuées à l'échelon provincial tiennent plus compte des spécificités régionales et sont dès lors plus raisonnables.

Toutes ces études prouvent que les énergies douces constituent, à long terme, un objectif pratique et souhaitable pour toutes les régions et provinces du Canada. Dans quelques instants, on vous donnera beaucoup plus de détails concernant l'étude réalisée par la Québec, mais auparavant je tiens à souligner les 3 conclusions générales suivantes.

Premièrement, et je le répète, les énergies douces sont pratiques et souhaitables. Des études sur la mise en œuvre elle-même n'en sont qu'à leur début, l'accent ayant essentiellement été mis jusqu'à présent sur l'aspect pratique de la question. Néanmoins toutes les études de mise en œuvre effectuées jusqu'à présent sont très prometteuses. Ce qui n'empêche que les énergies douces devront peut-être examiner plus en détails pour en déterminer la viabilité et les répercussions ainsi que les détails de leur mise en œuvre.

Deuxièmement, il est tout à fait clair que les principaux obstacles à l'utilisation d'énergies douces ne sont pas d'ordre technique mais bien plutôt institutionnel, économique et psychologique, ainsi que l'ont déjà souligné MM. Aldwinckle et Overend.

Enfin, et c'est là le point le plus important, toutes ces études montrent que l'avenir n'est pas déterminé à l'avance; du moins pas comme le laissent entendre les prévisions en matière énergétique. En effet, notre avenir énergétique dépendra de nos choix, tant actuels que futurs, si bien que, compte tenu des contraintes géologiques et démographiques, nous sommes libres de créer l'avenir énergétique de notre choix. Nous avons l'énorme chance au Canada d'avoir une réserve de combustibles fossiles qui nous permettra d'assurer cette transition sans trop de heurts, si elle se fait dans un proche avenir.

**Le président:** Merci monsieur Robinson.

Madame Lajambe.

**Mrs. Lajambe:** Mr. Chairman, members of the committee, we shall now see how we can establish a strategy based solely on renewable resources. This work will have to be preceded by an in-depth study of the economic conditions and industrial structures of any given region.



## [Texte]

voulez vous attacher et notamment des conditions économiques et de la structure industrielle.

## [Traduction]

• 1135

Cette analyse doit se faire secteur par secteur en différenciant les secteurs domestique, agricole, industriel et le secteur des transports qui ont des besoins extrêmement différents et qui varient d'une façon assez remarquable de province en province selon l'avancement industriel, la dimension de la province, la population et les conditions climatiques.

Certaines de ces ressources peuvent se transférer d'un secteur à l'autre et il est assez intéressant de se concentrer sur les aspects qualitatifs de cette demande. On remarque en particulier que les secteurs domestique et commercial font appel surtout à la chaleur de basse température alors que le secteur industriel, lui, fait appel à toutes les formes d'énergie, notamment la chaleur à haute et à basse températures, l'électricité et les combustibles liquides. Donc, il aura des besoins différents et fera appel à des sources peut-être moins centralisées.

Cette analyse, qui n'a pas été faite jusqu'à présent dans les études énergétiques traditionnelles, nous a amenés à faire certaines remarques qui nous ont paru très intéressantes, en particulier que les besoins les plus importants sont les besoins en chaleur à basse température qui peuvent être comblés par des sources d'énergie renouvelable de façon rapide et facile à des coûts qui sont déjà très compétitifs. Nous avons aussi remarqué que les besoins en électricité sont certainement les plus bas; ils sont peut-être de l'ordre de 6 à 10 p. 100 selon les exigences des industries de la province en particulier. Ces besoins sont relativement stables dans le temps et varient assez peu; c'est-à-dire qu'on peut assez facilement baser une étude en utilisant des pourcentages qui sont à l'heure actuelle vérifiés. Ces pourcentages sont donc stables et une fois qu'on a évalué et mis en œuvre le potentiel de conservation dans chacun des secteurs, on se rend compte que les besoins quantitatifs, même à 50 années de distance, sont suffisamment faibles pour pouvoir être remplis uniquement par des ressources renouvelables, même dans le cas d'une province comme celle du Québec où nous avons 6 millions d'habitants et où nous avons beaucoup d'industries qui exigent beaucoup d'électricité et des sources de pétrole importantes.

Une fois les besoins quantitatifs déterminés, il est intéressant de pouvoir évaluer dans le territoire qui nous concerne les chaînes énergétiques disponibles. Par chaîne énergétique, on entend le cheminement qui nous fait aller de la source d'énergie primaire à l'utilisation ou énergie tertiaire tout en tenant compte uniquement des disponibilités physiques de la province.

J'ai fait une étude que, malheureusement, je n'ai pas eu le temps de photocopier ce matin et qui vous donne un aperçu de ce que peuvent représenter les chaînes énergétiques d'une façon générique, c'est-à-dire applicable un peu partout. On peut donc différencier ces sources en flux d'énergie renouvelable ou en stocks d'énergie non renouvelable que nous savons limitée. A l'intérieur de ces deux catégories, on peut distinguer deux façons de mettre en œuvre ces sources d'énergie: la façon conventionnelle, qui est relativement centralisée, et une façon décentralisée qui serait peut-être même à l'échelle individuelle

This analysis should be done sector by sector, differentiating between the domestic, agricultural and industrial sectors and that of transportation. These sectors have extremely different needs which vary quite remarkably from province to province as a function of its industrial evolution, its size, its population and its climate.

Some resources may be transferred from one sector to another and it is interesting to focus on the qualitative aspects of the demand. In particular, we note that the domestic and commercial sectors mainly require low temperature heat while the industrial sector uses all forms of energy, especially high and low temperature heat, electricity and liquid fuels. Hence, its needs are different and its sources of energy are perhaps less centralized.

This analysis, which has not been included in any conventional energy studies to date, leads us to several interesting observations, including particularly the fact that the greatest requirements are in low temperature heat which can be met quickly and easily through renewable energy sources at already competitive prices. We also noted that electricity needs are the lowest. They are perhaps somewhere in the order of 6 to 10 per cent depending on the industrial demand of the province. These needs are relatively stable over time and do not vary much. This means that a study can easily be based on percentages which have already been verified. So these figures are reliable and once the conservation potential of each sector has been evaluated and implemented, we realize that the quantitative needs, even 50 years down the road, are weak enough to be met solely through renewable resources, even in a province like Quebec which has six million inhabitants and a good deal of industry requiring considerable amounts of electricity and petroleum.

Once this has been done, we can proceed to an evaluation of the energy chains in a given geographical area. By energy chain, we understand the various stages between the primary energy source and its ultimate use or the tertiary energy stage, taking into account only the energy potential of the province we are studying.

I have carried out a study which, unfortunately, I did not have the time to photocopy this morning, but it provides an outline of the energy chains generically, that is, as they apply almost everywhere in the country. This outline allows us to differentiate between the flows of renewable energy sources and the stocks of non renewable energy which we know is limited. Within both these categories, there are two ways of implementing the energy sources. One is the conventional, relatively centralized way and the other is decentralized to the point of perhaps being on an individual level in some cases. It

*[Text]*

dans certains cas. On remarque que les énergies non renouvelables, c'est-à-dire les stocks que la planète a en quantité finie, sont utilisées à l'heure actuelle uniquement de façon centralisée dans nos sociétés industrielles et qu'elles exigent énormément de transformation et de conversion avant d'atteindre le marché sous forme d'énergie secondaire qui est achetée par les consommateurs industriels ou domestiques ou par les transports.

• 1140

Une fois que ces sommes d'énergie sont rendues sur le marché, il y a encore des pertes qui sont dues à la façon dont nos équipements fonctionnent et qui occasionnent des pertes également très importantes, si bien que le montant d'énergie qui arrive finalement aux consommateurs et qui est de l'énergie utile, efficace est extrêmement restreint. C'est ce que, dans chaque étude d'énergie renouvelable provinciale, nous avons essayé de restreindre au maximum avec, je crois, des résultats extrêmement concluants.

Je ne sais pas si cette copie pourra être distribuée par la suite aux membres du Comité?

**Le président:** Oui, madame Lajambe, on peut faire photocopier le document immédiatement après.

**Mme Lajambe:** J'en avais deux ou trois autres, assez brefs également.

**Le président:** Très bien.

**Mme Lajambe:** Merci.

**Mr. Rose:** It could be appended to the Committee report.

**The Chairman:** Yes.

**Mme Lajambe:** Une fois le contexte spécifique du territoire bien établi, avec d'un côté la demande qualitative et de l'autre les chaînes énergétiques disponibles, on peut procéder à l'identification des stratégies énergétiques à base de renouvelable en nous fixant un horizon de 50 ans.

Pour le cas du Québec, il peut vous intéresser de savoir qu'à l'heure actuelle, nous sommes à peu près indépendants; c'est-à-dire que nous avons des sources d'énergie renouvelable qui couvrent à peu près le quart de nos besoins énergétiques et qu'il sera possible, dès l'an 2000, si on met en œuvre cette politique, d'être à base de renouvelable pour les deux tiers des besoins énergétiques, en arrivant 25 ans plus tard à être complètement autonomes et dépendants uniquement de ressources renouvelables.

Une fois que le contexte spécifique de la province a été établi et vérifié et que l'analyste a une connaissance suffisante du territoire qu'il est censé couvrir, et ce territoire peut être aussi bien une région qu'une province ou un pays comme le Canada, une fois cette connaissance acquise, il faut procéder à l'identification des stratégies d'énergie renouvelable. Là, il est important de savoir mettre le doigt assez rapidement sur les points faibles. Comme exemple concret, dans notre expérience au Québec, le point le plus sensible est évidemment le fait qu'il n'y a aucune ressource en combustible fossile, ni charbon, ni pétrole, très peu de gaz, et qu'il y a très peu de chances d'en découvrir. Donc, le secteur des transports qui utilise à 100 p. 100 du combustible liquide est le plus fragile.

*[Translation]*

will be observed that the non renewable energy sources, the finite stocks which we have on our planet, are, at present, used only in a centralized way in our industrial societies and that they must undergo considerable processing before they can be marketed as a secondary energy form which is accessible to consumers in industry, in residences or in the transportation sector.

Once this energy has reached the market, losses are incurred because of the way in which the equipment runs which leads to even further and greater losses since the amount of energy which eventually reaches the consumer in a useful, efficient form is extremely limited. In each of our studies on provincial renewable energy, we tried to reduce the losses as much as possible and the results were, I feel, very positive.

Perhaps my copy could be circulated among the members of the Committee?

**The Chairman:** Yes, Mrs. Lajambe, the document will be photocopied immediately following your presentation.

**Mrs. Lajambe:** I had two or three others which were also quite short.

**The Chairman:** Fine.

**Mrs. Lajambe:** Thank you.

**M. Rose:** On peut l'annexer au compte rendu du Comité.

**Le président:** Oui.

**Mrs. Lajambe:** Once the specific context of an area has been well defined, including the qualitative demand as well as the available energy chains, we are able to proceed to the identification of a renewable energy strategy for the next 50 years.

In the case of Quebec, you might be interested to know that we are pretty well self-sufficient at the moment. By this I mean that we have renewable energy sources to cover almost a quarter of our energy needs and that by the year 2000, if this policy is implemented, we will be able to cover two thirds of our energy needs with renewable resources. This will mean that 25 years later, the province will be completely autonomous and will depend entirely on renewable energy sources.

Once the particular circumstances of a province have been established and verified and once the analyst is sufficiently familiar with the area he is supposed to cover, whether it would be a region, a province or a country like Canada, the renewable energy strategies must be identified. At this point, it is important to know how to focus in on the weak spots. As a concrete example, the weakest point in Quebec is obviously the fact that there are no fossil fuels, there is no coal, no petroleum, very little gas and very few chances of finding any. So, the transportation sector is the most fragile since it depends entirely on liquid fuels.



## [Texte]

Donc, c'est vraisemblablement sur ce point-là que devront porter la recherche et le développement pour rendre cette partie du territoire autonome en énergie renouvelable.

C'est donc évidemment dans le cadre des énergies renouvelables, vers la biomasse, qu'on peut se tourner avec le plus de sécurité. Je sais que vous avez déjà eu de nombreux exposés sur les techniques pour trouver de l'énergie liquide dans la biomasse; donc, je n'élaborerai pas. Je peux simplement déposer, pour l'information du Comité, un croquis qui montre que les sources de combustibles venant de la biomasse sont très variées, qu'elles donnent aussi naissance à des produits assez divers et qu'il y a en plus des sous-produits non négligeables qu'on peut utiliser pour l'agriculture comme les fertilisants et des engrais. Donc, il y a ces sources de combustible liquide qui sont très intéressantes et qui, malheureusement, ne font pas encore suffisamment l'objet de recherches, du moins au Québec.

• 1145

Les points forts peuvent aider à soutenir les points faibles. Au Québec, évidemment, il y a beaucoup d'eau et ces sources d'électricité peuvent éventuellement aider à pallier l'inconvénient du manque de combustible liquide. C'est pourquoi dans un des deux scénarios qui vous sont présentés dans le document qui s'intitule *Hélio-Québec*, je fais appel à l'électricité pour les transports. Dans une certaine mesure, je prône l'électrification des chemins de fer, mais cela, avec une certaine réticence peut-être, parce que les sources d'énergie hydro-électriques ne sont pas toutes très bénignes pour l'environnement. Mais étant donné que ces barrages sont construits et peuvent durer de 50 à 60 ans, je pense qu'il faut utiliser au mieux les ressources qui existent à l'heure actuelle tout en se promettant de faire mieux par la suite. Donc, ce serait une des solutions que d'utiliser un point fort pour couvrir un point faible temporairement.

Le choix des chaînes énergétiques peut être soumis à trois critères importants qui ont été élaborés et qui ont fait l'objet d'un papier par le Dr. Bent Sorenson du Niels Bohr Institute à Copenhague que je déposerai également pour le Comité spécial. On y donne trois critères majeurs pour le choix des chaînes énergétiques renouvelables.

Premièrement, il faut qu'effectivement, ce soit renouvelable. En d'autres termes, il faut qu'on calcule que la ressource, que ce soit la forêt, le vent ou le solaire, puisse se renouveler suffisamment rapidement pour pouvoir remplir les fonctions qu'on attend d'elle sans endommager l'environnement ni épuiser les sols. Et cela, je crois que c'est un point extrêmement important à souligner.

Le deuxième critère, c'est que ces chaînes énergétiques doivent être également soucieuses de l'environnement physique et de l'environnement mental. C'est une dimension qui a une certaine importance à notre époque où on parle de l'aliénation de la vie urbaine et ainsi de suite. Ces chaînes énergétiques doivent être bénignes pour l'environnement d'un bout à l'autre; elles doivent l'être lors de l'exploitation de la ressource, lors de la captation de cette énergie, et elles doivent être également inoffensives lorsqu'on les utilise, lorsque la consommation finale a lieu.

## [Traduction]

Therefore, that is likely the area on which research and development should be concentrated to make the province autonomous in renewable energy.

Of all the renewable energy sources, it is obviously biomass which provides the most security. I know that you have already heard numerous presentations on the technics for finding liquid energy and biomass, so I will not elaborate on them now. I would simply like to table, for the information of the Committee, a sketch illustrating how varied the fuel sources from biomass are, how they create a wide variety of other products and how many of its important by-products can be used as fertilizer by the agricultural sector. So, there are some very interesting liquid fuels which can be produced and to which unfortunately little research has been devoted, in the Province of Quebec at least.

The strong points can serve to sure up the weak ones. In Quebec, there is a lot of water and the electricity sources can help to compensate for the disadvantage caused by the lack of liquid fuels. That is why in one of the two scenarios presented in the document entitled *Hélio-Québec*, I advocate using electricity in the transportation sector. I encourage the electrification of railways, to a certain degree, but with some reticence as hydro-electric energy sources do not all have benign effects on the environment. Nevertheless, since the dams are already built and will last between 50 and 60 years, I think the existing sources should be better used as long as there is a commitment to do better in the future. Hence, one of the possible solutions is to use a strong point to cover a weak one temporarily.

The choice of energy chains can be subject to three important criteria developed in a paper by Dr. Bent Sorenson of the Niels Bohr Institute in Copenhagen which I will also table for the information of the special committee. Dr. Sorenson outlines three major criteria to be used in choosing renewable energy chains.

First, the energy source must, of course, be renewable. In other words, whether it would be wood, wind or sun, the source must be able to renew itself quickly enough to fulfil the functions expected of it without damaging the environment of wearing away the soils. I feel it is extremely important that this be pointed out.

The second criterion is that the energy chains take into account the psychological and physical environment. This dimension is important in this time of alienation in city life and so forth. Energy chains must have a benign effect on the environment from start to finish, from the time the resource is exploited, through the harnessing of the energy and up until the point when they are ultimately used by the consumer.



*[Text]*

Le troisième critère, c'est qu'elles n'endommagent pas les relations socio-économiques du pays. Là, il y a trois ou quatre aspects qui sont particulièrement importants. On présume qu'elles doivent viser à une autonomie énergétique, tout d'abord. Je crois que c'est une des grandes exigences de la plupart des pays qui élaborent une politique à l'heure actuelle dans le domaine de l'énergie. Deuxièmement, elles ne doivent pas augmenter une dépendance en capital vis-à-vis de l'extérieur. On voit malheureusement beaucoup d'entreprises et de services publics être obligés d'emprunter des sommes énormes, non seulement à l'intérieur mais aussi à l'extérieur du Canada, et cela peut se traduire à la longue par des inconvénients pour la monnaie canadienne. Troisièmement, on doit viser également un degré de décentralisation qui diminue la vulnérabilité des consommateurs d'énergie. On peut mentionner également des critères éthiques que je laisse à votre discrétion.

Mon expérience au Québec m'a amenée à faire certaines constatations d'un point de vue économique que je crois suffisamment importantes pour vous énoncer.

• 1150

Il y en a cinq. Les grands avantages de ces technologies à base d'énergie renouvelable sont nombreux. Tout d'abord, les sources d'énergie, tout aussi bien que les technologies les mettant en œuvre, sont très diverses. C'est-à-dire que nous ne sommes pas en train de mettre tous nos œufs dans le même panier, ce qui peut être le cas de certaines technologies comme la fission ou la fusion, par exemple, où c'est cela ou rien. Pour ce qui est de la biomasse, il y a de nombreuses façons de l'utiliser. Il y a de nombreux endroits pour les trouver et nous sommes beaucoup moins vulnérables. Le deuxième point en ce qui concerne ces sources et technologies, c'est qu'elles sont à l'heure actuelle prêtes à être mises en œuvre comme on l'a signalé plus tôt. Elles sont déjà soit au stage de l'expérimentation, soit au stage commercial et, dans de nombreux cas, elles sont rentables économiquement. Ce n'est pas un pari que nous proposons avec des stratégies renouvelables, c'est simplement la mise en œuvre de technologies qui existent et qui sont déjà prouvées. Donc, si on décide de faire une politique à base d'énergie renouvelable, les résultats peuvent être infiniment plus rapides, je dirais presque immédiats si on les compare à ceux d'une stratégie énergétique qui dépend de grandes centrales thermiques, nucléaires ou hydro-électriques qui prennent une dizaine d'années à être mises en œuvre. Le troisième avantage de ces technologies, c'est qu'elles sont à l'échelle humaine, qu'elles peuvent être mises en œuvre sur place sans dépendre d'approvisionnements éloignés ou d'usines qui construisent les pièces dans une autre partie du pays ou à l'extérieur du pays, et qu'elles sont en général réparables très facilement. Il suffit d'avoir un fermier avisé ou un plombier compétent, la plupart du temps.

Le deuxième grand avantage pratique de ces énergies renouvelables d'un point de vue économique est que leur introduction est modulable à cause de leur petite dimension. Les investissements sont scindables. Ce n'est pas un projet comme, par exemple, la Baie James où il faut investir 16 milliards de dollars avant de voir un revenu. Donc, leur mise en œuvre est

*[Translation]*

the third criterion is that they have no detrimental effect on the socio-economic relations of the country. Here, three or four particularly important points must be made. First of all, it is assumed that the energy chains are aimed at energy self-sufficiency. I feel that is one of the major requirements of most countries developing energy policies at the present time. Second, they must not increase the dependence on foreign capital. Unfortunately, a good number of public services and businesses are forced to borrow considerable sums, not only domestically but also on foreign markets. This has long term disadvantages for the Canadian currency. Third, we must aim for a degree of decentralization in order to reduce the vulnerability of energy consumers. We could also mention ethical criteria which I will leave up to your discretion.

My experience in Quebec has led me to make certain observations of an economic nature which I feel sufficiently important to enumerate here.

There are five of them. The main advantages of technology based on renewable energy sources are many. First, the energy sources, as well as the technology used to develop them, are extremely diverse. It means that we are not putting all our eggs in the same basket, which may be the case with some technologies like fission or fusion, for example, where it is an all or nothing proposition. There are many ways of using biomass, for example. There are many places in which it can be found and its exploitation leaves us much less vulnerable. Moreover, these energy sources and related technology are ready to be developed now, as was pointed out earlier. They are either at the experimental or the commercial stage and many are profitable. This strategy for renewable energy is not a gamble, it is merely the implementation of technology which already exists and which has already been proven. So, as soon as we decide to adopt a policy based on renewable energy, the results will fallow very quickly, almost immediately, as compared to an energy strategy based on large nuclear or hydro-electric power plants which require a decade to become operational. The third advantage of this technology is that it is on a human scale; it can be implemented locally without relying on supplies from afar or from plants in another part of the country or even abroad. The equipment is usually very easy to repair. Most of the time, all that is required is an informed farmer or a competent plumber.

The second major practical advantage of renewable energy from an economic point of view is that it is adaptable because of its small scale. The front end investments can be split up. Unlike projects, such as James Bay, for example, renewable energy does not require an investment of 16 billion dollars before there is any return. So, its development is more flexible,

## [Texte]

plus souple, plus flexible, elles demandent des capitaux beaucoup plus restreints et donc sont mieux à la portée des petites et moyennes entreprises qui éventuellement veulent se développer et elles n'ont pas les inconvénients des investissements en technologie dure. Un point qui est assez remarquable, je pense, pour quiconque observe l'évolution des investissements en capital, c'est que dans les années 60, les investissements dans les projets énergétiques couvraient à peu près 10 p. 100 des investissements totaux, privés et publics. On prévoit maintenant que dans la prochaine décennie, ces investissements vont passer à 30 p. 100. Pour la province du Québec, on peut signaler qu'en 1978, 38 p. 100 de tous les investissements privés et publics ont été faits par l'Hydro-Québec, c'est-à-dire pour une source unique d'énergie, l'électricité. Ce pourcentage avait baissé à 24 ou 25 p. 100 en 1979. Donc, ce sont des investissements gigantesques qui se font, je pense, dans de nombreux cas, aux dépens d'autres investissements dans des industries plus productives, des manufactures ou alors aux dépens des investissements sociaux comme la modernisation des hôpitaux ou autres projets utiles à la société. On perd trop souvent de vue que l'énergie n'est qu'un moyen et non une fin. Cette préoccupation devait être traduite dans les proportions d'investissements qu'on lui consacre.

Le troisième grand avantage pratique de ces sources est qu'elles sont très à même de revitaliser l'économie locale, que la fabrication d'équipements de ces technologies peut se faire sur place, créant des emplois et amenant un regain de vie dans des régions éloignées qui sont souvent sujettes à l'exode rural.

• 1155

Si on se rappelle la conférence de Toronto, on peut dire qu'on peut penser globalement, mais agir localement. Je pense que c'est un mot d'ordre qui est très valable dans la politique énergétique.

Quatrièmement, l'économie nationale ne se porte que mieux si les économies locales sont elles-mêmes saines et cela se traduit automatiquement dans la balance des paiements qui, rappelons-le, n'est qu'un symptôme de la santé économique; ce n'est pas un critère primordial. Cela nous permettrait également de résoudre certains des problèmes de disparités régionales si on pouvait insuffler une vie économique à ces régions.

Enfin, ces sources d'énergie renouvelable exploitées localement permettraient également de diminuer les «externalités», c'est-à-dire les coûts sociaux qui se traduisent la plupart du temps par d'autres coûts économiques assez rapidement, que ce soit dans le domaine social, le domaine écologique ou le domaine culturel. Une économie locale suscite un intérêt de la part de ses citoyens qui, se sentant concernés, sont eux-mêmes mieux disposés à être de bons citoyens, etc.

En conclusion, je pense que, de nos exposés, vous aurez pu conclure que ce dont nous avons vraiment besoin, ce n'est pas tant de trouver de nouvelles sources d'énergie massives, mais plutôt de donner une orientation nouvelle et plus cohérente à une politique énergétique. Dès maintenant, les énergies renouvelables sont intéressantes et je pense qu'elles ne pourront être développées de façon valable que si on abandonne les technolo-

## [Traduction]

requiring much less capital; it is therefore more accessible to small and medium businesses who eventually want to expand and who will not be obliged to invest in hard technology. Something which is quite striking about the development of capital investments, I feel, is that in the sixties, energy projects accounted for approximately 10 per cent of total investments, both private and public. In the next decade, this figure is to reach 30 per cent. In 1978, Quebec devoted 38 per cent of all its private and public investments, through Hydro-Quebec, to one single source of energy, electricity. This figure was reduced to 24 or 25 per cent in 1979. So, gigantic sums are being invested and, in many cases, to the detriment of other more productive industries, for example, manufacturing industry or even social endeavours such as the modernization of hospitals. Far too often, we lose sight of the fact that energy is only a means and not an end and this should be reflected in the amount of investments devoted to it.

The third main practical advantage of these energy sources is that they are very susceptible to stimulating local economy. The manufacturing of the equipment for this technology can be done on sight, thus creating employment and stimulating the economic life of remote areas which often suffer from a population drain.

Just remember the Toronto Conference where we found out that it was possible to think globally at the same time as acting locally. That theme is very suitable for energy policy.

Fourthly, national economy will be healthy to the extent local economies themselves are healthy. This automatically reflects on the balance of payments which, rather than a fundamental criterion, is but a symptom of economic prosperity. By the same token, if the economy of remote areas were to be stimulated, regional disparities would be solved.

Finally, if these renewable sources of energy were developed locally, there would also be a reduction of external costs, that is social costs i.e. welfare, environmental or cultural costs, which most of the time are caused to escalate. Developing local economies foster the interest of local populations, who feel concerned, and who are better disposed to be law abiding citizens, etc.

In conclusion, I think that from our briefs, you will have inferred that what we really need is not so much to find new gigantic sources of energy, but rather to give a fresh and more coherent direction to our energy policies. Renewable energy is already attractive and I think its development will be viable only if we abandon hard technologies or conventional types of energy, whether it be nuclear energy or gigantic hydroelectric



[Text]

gies dures, du genre des énergies conventionnelles, que ce soit le nucléaire ou le macro-hydro-électrique ou autres technologies qui exigent énormément de capitaux.

Pourquoi sont-elles incompatibles avec les technologies renouvelables? Il y a trois grandes raisons. Premièrement, on ne peut pas tout avoir. Si on a un certain montant de capital, on ne peut pas le mettre partout et les technologies dures en consomment déjà plus que leur part. Deuxièmement, les énergies dures s'emparent du problème puisqu'elles contribuent en partie au gaspillage d'énergie primaire qu'on constate et qui vous a été amplement démontré, je crois, avec certaines centrales thermiques. La transition qui nous est encore permise par les combustibles fossiles, que ce soit le pétrole ou le gaz, cette transition vers les énergies renouvelables n'est encore possible que dans la mesure où on ne consomme pas trop d'énergie et dans la mesure où on peut effectuer cette transition sans dislocation économique. Enfin, ces technologies dures créent la passivité et souvent l'agressivité comme elles accumulent les problèmes. On voit souvent un certain disintéressement du public et même des spécialistes quand les problèmes deviennent trop compliqués et apparaissent insolubles. Enfin, troisièmement, je pense qu'en ce qui concerne les technologies dures, on peut se rappeler le cas du SST qui a été abandonné de même que celui du Concorde qui pourraient s'appliquer aux énergies dures; notamment c'est un peu un éléphant blanc. Avec des projets de cet ordre-là, la productivité du capital est allée en diminuant et il faut de plus en plus d'argent et d'énergie pour aller chercher de moins en moins d'énergie. C'est un peu comme essayer de monter un escalier roulant qui descend. Je pense qu'il serait beaucoup plus sage d'utiliser l'escalier qui est à côté, l'escalier ordinaire.

Merci, monsieur le président.

**Le président:** Merci, madame Lajambe. Vous aviez fait allusion à quelques documents que nous allons demander au messenger de prendre. Nous allons faire faire des photocopies. Ces documents seront annexés au compte rendu d'aujourd'hui.

**Mme Lajambe:** Je vous remercie.

**Le président:** Avant de donner la parole à mes collègues, j'aurais une question à vous poser, madame Lajambe.

• 1200

Je viens tout juste de recevoir votre document intitulé Hélios-Québec. Est-ce qu'Hélios-Québec est une agence gouvernementale du Québec ou une entreprise privée ou un groupe de citoyens? Pouvez-vous nous expliquer un peu?

**Mme Lajambe:** Hélios-Québec est essentiellement un groupe de recherche formé d'universitaires et de professionnels bénévoles et cette étude a été la première étude que nous avons effectuée pour les Amis de la terre.

**Le président:** Pour les Amis de la terre.

**Mme Lajambe:** Oui.

**Le président:** Très bien.

Je me posais une question en vous écoutant. L'Hydro-Québec, je pense bien que vous avez eu le temps d'étudier cela, avait fermé certaines petites usines génératrices ici et là dans la province parce que dans les années passées, on avait l'impression que big is always better. On me dit que l'Hydro-Qué-

[Translation]

projects and all other technology which requires massive capital investments.

Why are those incompatible with renewable energy? There are three main reasons. First, we cannot have everything. If there is only a limited amount of capital, it cannot be put to use everywhere and hard technologies are already consuming more than their share. Secondly, hard energies are part of the problem, since they contribute to the waste of primary energy, as was easily verified in some thermal plants. The transition to renewable energy is still possible with the help of fossil fuels, i.e. oil or gas. But to achieve such transition, we must refrain from wasting energy, and we must avoid economic turmoil. Also, hard technologies foster passivity and often aggressivity, since they accumulate the problems. We often find that the public and even the specialists lose interest when the problems become too complicated and seemingly insoluble. Thirdly and finally, we should remember the abandonment of the SST, and that of the Concord for that matter, which illustrate the problem of the hard technologies quite comparable to a white elephant. In the case of gigantic projects, capital productivity diminishes gradually as more and more money and energy are required in order to derive always diminishing amounts of energy. It is like trying to climb down an escalator. I think it would be much easier to use the stairway next to it.

Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you, Mrs. Lajambe. You have mentioned certain documents. Could you give them to the messenger so photocopies can be made. Those documents will be appended to today's proceedings.

**Mrs. Lajambe:** Thank you.

**The Chairman:** Before I give the floor to my colleagues, I have a question Mrs. Lajambe.

I have just now received your document entitled Hélios-Québec. Is Hélios-Québec a provincial government agency, a private enterprise, or a citizen's group? Could you tell us a little more about it?

**Mrs. Lajambe:** Essentially, Hélios-Québec is a research group of voluntary academics and professionals, and this was the first study to be carried out for Friends of the Earth.

**The Chairman:** Did you say Friends of the Earth.

**Mrs. Lajambe:** Yes.

**The Chairman:** Very well.

As I was listening to you, a question came to my mind and I am sure you have investigated the point. In the past, Hydro-Quebec has decided to close certain small generating plants throughout the province, because the impression then was that the gigantisme valait mieux. I hear now that Hydro-Quebec is



## [Texte]

bec étudie maintenant la possibilité ou peut-être même la nécessité d'exploiter de nouveau certaines petites usines qui avaient été fermées et peut-être même d'en construire de nouvelles. Êtes-vous au courant de ces études, madame?

**Mme Lajambe:** Oui, j'ai entendu dire. Je ne suis pas au courant des études elles-mêmes, mais j'ai entendu dire et je crois que leur bulletin de liaison interne fait état de certains de ces petits barrages qui ont été fermés après la nationalisation et qui seraient réouverts prochainement. Ils ont un potentiel en petits barrages. Enfin, nous avons au Québec, un énorme potentiel en petits barrages. Je sais qu'il y aura certains problèmes pour les raccorder aux lignes de transmission à très haut voltage et que peut-être il faudra créer des lignes de transmission d'un voltage inférieur pour ces petits barrages. Mais dans notre optique, ces barrages auraient un intérêt si l'utilisation était locale, pour les petites industries locales ou les consommateurs domestiques.

**Le président:** Et si vous aviez une ou plusieurs recommandations à faire à ce Comité, ou si vous étiez en mesure de prendre les décisions en matière de politique énergétique de l'avenir, d'après vous, est-ce que ce Comité devrait recommander au gouvernement d'aller vers le solaire, les éoliennes ou la biomasse forestière? Pouvez-vous nous dire dans quel ordre vous choisiriez chacune de ces ressources?

**Mme Lajambe:** D'un point de vue écologique, nous soutenons qu'il faut une diversité dans les sources d'énergie pour justement avoir ce filet de sécurité. Je pense qu'il faut aller peut-être aux ressources plus prometteuses, et cela dépendrait des régions. Le Canada, d'une façon générale, a une biomasse très intéressante et, étant donné que le problème de la plupart des provinces est le combustible liquide et que le pétrole est sans doute la ressource fossile qui s'épuisera la première, je pense que ce serait une orientation intéressante.

**Le président:** Très bien.

Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Merci, monsieur le président.

Madame Lajambe, j'ai pris moi aussi connaissance du document. C'est à peu près le seul qui est en français dans tout ce qu'on a reçu. Donc, il m'était plus facile d'accès. Je vous félicite du travail qui a été fait parce que, franchement, il est bien intéressant d'en prendre connaissance. J'aurais une question au sujet de l'énergie solaire. Vous nous dites dans votre article que les grands du pétrole s'y intéressent à des coûts assez élevés présentement. Vous faites aussi des pronostics. Par exemple, les coûts du kilowatt-heure vont baisser de \$30,000 le kilowatt en 1976 à \$100 en l'an 2000.

Hier, on avait devant nous des représentants de la compagnie Imperial Oil qui font justement des recherches dans ce domaine-là. Ce que vous me dites ici, je ne sais pas où vous l'avez eu, mais c'est un peu différent de ce qu'eux avançaient. Ils ont bien des doutes quant à la rentabilité future du système solaire. Moi, je suis de ceux qui espèrent le contraire et je pense que plusieurs de mes collègues pensent comme moi. Sur quoi avez-vous donc établi vos données?

## [Traduction]

considering the possibility or even the necessity of reopening some of those small plants, and perhaps even build new ones. Are you aware of such plans?

**Mrs. Lajambe:** Yes, I have heard of that. I do not know about the studies being conducted, but I did hear of them. I believe there was an article published in their in-house news bulletin to the effect that some of the small plants which were closed following nationalization of Hydro-Quebec, may soon be reopened. Hydro-Quebec has a potential of small dams. In fact, in the province of Quebec in general, the potential for small plants is enormous. I think there may be some problems in connecting them to the very high voltage transmission lines, and that new transmission lines with a lower voltage to accommodate those small plants may have to be built. But in our opinion, small plants could be useful, if they were for local use, by small industries or residential consumers.

**The Chairman:** Now if you had several recommendations to make to this Committee, or if you were in a position to make certain decisions regarding a new energy policy for the future, would you advise this Committee recommend that the government move towards the development of solar, wind or biomass energies? Could you tell us what priority should be given to each of those sources?

**Mrs. Lajambe:** For environmental reasons, we feel that there must be diversity of the energy sources just to ensure some form of security. We should move towards the development of the most promising sources in each of the various regions. In general, Canada has enormous biomass potential, and since liquid fuels is a problem in most provinces, and oil will no doubt be the first fossil fuel to be exhausted, I think that would be the wisest solution.

**The Chairman:** See.

Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** Thank you, Mr. Chairman.

Mrs. Lajambe, I have also read your document. It is one of the very few which we have received in French. So it is easier for me to read it. I must congratulate you on your work, and frankly, I find it most interesting. I have a question on solar energy. You say in your brief that the oil giants are working in this area, but presently at a rather high cost. You also make certain forecasts. For example, that the cost of kilowatt hour will drop from \$30,000 a kilowatt in 1976 to \$100 by the year 2000.

Yesterday, we heard representatives from the Imperial Oil Company, presently involved in research in that area. I do not know where you got your information, but it is somewhat different from what we heard yesterday. Imperial Oil has serious doubts as to the profitability of the solar systems in the future. I am among those who hope it will be the opposite, and I believe many of my colleagues share my hopes. That is why I would like to know what your data are based on?

[Text]

• 1205

**Mme Lajambe:** Est-ce que je peux vous demander à quelle page?

**M. Portelance:** Je suis à la page 29, troisième paragraphe:

... pour alimenter les maisons électriques ...

Un peu plus loin aussi, vous mentionnez que le coût du kilowatt à la Baie James est présentement de \$1.47 et avec un réseau solaire avec les piles photovoltaïques, il y a des coûts de \$1 le kilowatt.

**Mme Lajambe:** Dans les deux cas, il y a des notes qui se réfèrent à cela. La première est l'ouvrage de Michel Grenon qui est un analyste en énergie français qui est très bien connu, du moins en Europe, et qui jouit d'une réputation d'impartialité assez grande. C'est pourquoi je l'ai cité. Je ne suis pas moi-même uniquement un expert du solaire, mais je pense que c'est un auteur fiable, au moins aussi fiable que Imperial Oil.

**M. Portelance:** En ce qui concerne le prix de \$1 comparativement à \$1.47 du prix de la Baie James est-ce que c'est dans le même ouvrage?

**Mme Lajambe:** Non, c'était un article dans *Le Devoir* publié à la suite de la conférence sur l'énergie solaire qui a eu lieu à Charlottetown à l'Île-du-Prince-Édouard l'été dernier.

**M. Portelance:** Je vois aussi que vous dites qu'il y a des téléphones solaires fonctionnent en Grande-Bretagne et en France.

**Mme Lajambe:** Oui, c'est exact.

**M. Portelance:** Je pense bien que c'est la première fois qu'on nous présente au Comité un tableau qui semble assez facile à comprendre. Je demanderais à tous mes collègues de regarder à la page 45 où on nous dit ce que sont les joules, les watts, les kilowatts. Enfin, on en entend parler depuis longtemps. On tient à vous remercier de cela.

**Mme Lajambe:** Je vous en prie.

**M. Portelance:** On aura certainement plus de temps pour l'étudier et si on a autre chose, on pourra peut-être communiquer avec vous.

**Mme Lajambe:** Avec plaisir.

**Le président:** Merci, monsieur Portelance. Mr. Rose, please.

**Mr. Rose:** I will try to be as brief as possible. Maybe the comparisons that Madame makes are really comparing solar to new oil, as it was suggested that that might be a better method of comparison. Maybe that is the base and that is why the difference in some sources, we hear, to others. I will probably limit this to a little speech plus a question. The whole thing bristles with questions, but the time bristles with problems.

First of all, we hear about a new program this morning based on a leaked document, something up to \$11 million for the federal government to convince us that really, energy is not a national issue. And we had the Economic Council of Canada here yesterday doing exactly what one of the witnesses said they would do—they would have sort of forecasting with the status quo bias. And so this seems to be part of the same thing. And I often wonder if we are just tokens here, if we are just

[Translation]

**Mrs. Lajambe:** What page are you referring to?

**Mr. Portelance:** Page 29, third paragraph:

... to supply all electric homes ...

Further down, you mention that the cost of kilowatt produced now at James Bay is \$1.47, while a solar network with photovoltaic batteries could produce electricity at \$1 per kilowatt.

**Mrs. Lajambe:** In both cases, there are footnotes to that. The first refers to the work of Michel Grenon, a French energy analyst, very well known, at least in Europe and who has the reputation of being objective. That is why I quoted him. Personally, I am not an expert in solar energy only, but I believe that he is a reliable author, at least as reliable as Imperial Oil.

**Mr. Portelance:** Did you get both figures, with respect to this price \$1, and \$1.47 for James Bay, from the same work?

**Mrs. Lajambe:** No. I used an article published in *Le Devoir*, following the Solar Energy Conference held in Charlottetown, P.E.I. last summer.

**Mr. Portelance:** You also say that some solar telephones are operating in Great Britain and in France.

**Mrs. Lajambe:** Yes, that is correct.

**Mr. Portelance:** I think it is the first time that the Committee has a chart which is easy to understand. Would all my colleagues please turn to page 45 where there is a definition of joules, watts and kilowatts. Indeed, we have been hearing those terms for quite some time now and I do want to thank you for adding those explanations.

**Mrs. Lajambe:** You are welcome.

**Mr. Portelance:** We shall take the time to study this document and if needed, we will contact you for more information.

**Mrs. Lajambe:** It will be our pleasure to give it to you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Portelance. Monsieur Rose, s'il vous plaît.

**M. Rose:** Je serai aussi bref que possible. Madame Lajambe, à mon avis, compare l'énergie solaire au nouveau pétrole, ce qui est peut-être plus judicieux du reste. Cela expliquerait peut-être les écarts que nous avons pu constater entre les données citées ici. Je vais faire une brève entrée en matière et ensuite, je poserai une question. Le sujet suscite une foule de questions, ce qui s'explique car notre époque en est une remplie de problèmes.

Ce matin on nous a rapporté officiellement, que le gouvernement se prépare à dépenser quelque 11 millions de dollars pour tâcher de nous convaincre que l'énergie n'est vraiment pas une question inquiétante. Hier, les représentants du Conseil économique du Canada, confirmant ce qu'a annoncée un de nos témoins, ont exposé pour nous des prévisions entachées des préjugés caractéristiques du statut quo. Rien ne change, il me semble. En effet, nous mêmes nous ne serions qu'un



## [Texte]

sort of being used to express some kind of concern, a very expensive one, part of the \$11 million. I am not certain, but am I right in suggesting that your backcasting is biased too, but you admit it?

**Mr. Robinson:** Yes. What we would argue is that backcasting is no more nor less normative than forecasting. It is just explicitly normative in that you have to put your choices up front. You have to say, this is the future that we have chosen and we want to find out how we get there.

**Mr. Rose:** Well, what I am concerned about in relation to our committee, after hearing yesterday from the Canadian Renewable Energy News and coupled with our very interesting forecasting by Imperial Oil yesterday afternoon, is that perhaps we as committee members and our support staff also have a status quo bias. And what I would be interested to know is, is there anybody available that could act as the devil's renewable advocate that we could hire, because we do not have anybody like that, I would guess, but I am asking the question, do we have anybody in this kind of orientation on our support staff with a backcasting bias rather than a forecasting bias? Could I ask that?

**Mr. Clay:** I could make one observation. Before I came to Ottawa, when I was in Montreal, I was Chairman of Citizens for Social Responsibility in Science, which was an organization which functioned somewhat along the same lines I think as Energy Probe. I do not know what that says about my biases because I think they also shift with time. Certainly no one on the staff at the present time is in a position like that.

• 1210

**Mr. Rose:** I think, as a committee, and I could take this up with the steering committee except that I probably will not be there, that that is something we might examine, whether or not we should not have somebody like that, with that kind of orientation, to assist us in cross-examining some of the people who come before us who have an immense stake in continuing doing what we are doing and who tell us that the only way that renewables ever become economically feasible—therefore, we really cannot get them—is unless we raise oil prices sky-high or we go into nukes or something else. So that is really what I think might be very helpful to us—a very knowledgeable, aggressive kind of alternative to what we grew up with.

**Mr. Gurbín:** Good-looking, too.

**Mr. Rose:** A good-looking one? That is a sexist remark and you probably would not get away with it in certain quarters.

Anyway, that is my pitch. That is my speech. Are there people available?

**Mr. Robinson:** Yes, there are people available. I wonder if I could make a comment on that from my biased perspective? That is that one problem that emerges from these kinds of discussions on energy is the tendency for many analysts to argue that what we have to do in energy policy analysis is get down to facts, there is too much emotional speculation value judgments going on, we need the facts and those facts will tell us what we can do and what we cannot do. What I have

## [Traduction]

symbole, des porte-parole déguisés en prophètes de malheur, chargés d'une mission coûteuse dans le cadre d'une croisade de 11 millions de dollars. Serait-il juste de dire que, dans votre cas, vos perspectives seraient tout aussi entachés de préjugés mais que vous en êtes conscients?

**M. Robinson:** Oui. Nous reconnaissons que la perspective n'est pas plus normative que la prospective. Elle ne l'est que dans la mesure où il faut défendre les choix que l'on fait. Une fois que l'objectif est choisi, il faut pouvoir tracer la voie qui permettra de l'atteindre.

**M. Rose:** Après avoir entendu hier le représentant de Canadian Renewable Energy News et les prévisions très intéressantes de l'Imperial Oil, je crains que les membres du Comité et ceux de notre équipe de recherche soient tout aussi menacés du même mal qu'eux. Il y aurait peut-être lieu d'engager quelqu'un pour qu'il se fasse l'avocat du diable en défendant la cause de l'énergie renouvelable. Dites-moi, y a-t-il dans notre équipe de recherche quelqu'un victime des préjugés de la perspective plutôt que ceux de la prospective?

**M. Clay:** Permettez-moi une remarque. Avant de venir à Ottawa, lorsque je travaillais à Montréal, j'étais le président du groupe Citizens for Social Responsibility in Science, un organisme dont les objectifs sont semblables à ceux de Energy Probe. Je ne sais pas si cela révèle quoi que ce soit sur mes préjugés qui évoluent d'ailleurs avec le temps selon moi. Ma position est sûrement tout à fait particulière.

**M. Rose:** J'estime que le Comité devrait étudier la question de savoir s'il ne conviendrait pas d'engager une personne ayant ce genre d'orientation afin de nous aider à interroger les différents témoins qui ont tout à gagner à maintenir le statut quo énergétique et qui nous disent donc que ce n'est qu'à condition de faire grimper le prix du pétrole ou de s'engager dans le nucléaire que les ressources renouvelables pourront devenir rentables. En résumé, il nous disent que les énergies renouvelables sont inabordables. C'est pourquoi il serait fort utile d'avoir ici un spécialiste versé dans l'autre aspect de la médaille.

**M. Gurbín:** Et joli de surcroît.

**M. Rose:** Vous risqueriez de vous faire traiter de sexiste par certains, vous exprimant ainsi.

Voilà donc ce que je voulais dire. Y aurait-il moyen de trouver quelqu'un de ce genre?

**M. Robinson:** Certainement et je voudrais dire quelque chose à ce sujet, en ne cachant pas mon parti pris. Lorsque l'on discute d'énergie, de nombreux analystes ont tendance à dire qu'en matière de politique énergétique, l'essentiel c'est de dégager les faits en laissant de côté les attitudes passionnées et les jugements de valeur. Or j'ai pu constater, de même que la plupart des spécialistes ayant opté pour la méthode du backcasting, qu'en réalité ce n'est pas ainsi que les choses se



*[Text]*

certainly found personally, and I think it has been the experience of most people with the sort of backcasting type of approach, is that that is not really the way it is. It is not so much a question of how much tertiary energy was consumed in the average household in Canada in 1978. It is a question of a lot of institutional, social and political judgments being made about what is feasible.

Whether alternative energy is feasible or not is not a technical issue. It is a political judgment. If the money is put into it, it will be feasible. If the money is not put into it, it will not be feasible. Nuclear is the classic example, of course, of that kind of situation—massive investment making an industry possible. So, from our point of view, it is necessary to get away from that objectivity bias, this belief that you can be neutral and can simply say the way things are.

**Mr. Rose:** Could I just make one point of order here? I certainly was not casting any aspersions on these fine people over here. I was just asking whether all of us are not suffering from the same kind of bias. It is kind of refreshing to have somebody sort of question our biases. Thank you.

**The Chairman:** I do not know if an unbiased expert exists.

**Mr. Rose:** No, no, we are not suggesting that. I am just saying we are all biased the same way, or may be.

**The Chairman:** Further questions? Mr. Gurbin.

**Mr. Gurbin:** Just following along that train of thought, I have a question for Mrs. Lajambe.

Your involvement has been in an economic sense, as far as I can tell. I am most interested in what you have said because it is the first time we have really had a Quebec perspective that I can remember in any of the energy meetings I have been to. I wonder whether you have had an opportunity to try to understand, in a cost effective way, a variety of technologies and to be able to compare them, hard and soft, so that you have a relative comparison. I find it particularly interesting because of the electric potential you have in Quebec, as I understand it, and the fact that you seem not to view that as a renewable resource because of the amount of capital cost that it is going to require. So I just wondered if you had an opportunity to compare the variety of technologies, the expenses, the inputs and the cost per unit of energy that you would get out of that.

**Mme Lajambe:** Effectivement, avant de m'intéresser aux énergies renouvelables, ma spécialisation était plutôt en électricité. J'ai fait ma maîtrise en économie sur les coûts du projet hydro-électrique de la Baie James. Par la suite, je me suis intéressée à l'énergie nucléaire pendant deux ans de façon assez intense. Je pensais faire ma thèse de doctorat sur le nucléaire. J'ai dû abandonner parce que je me suis rendu compte qu'il n'y avait pas assez d'études économiques sur le nucléaire pour me permettre de faire une thèse de doctorat.

• 1215

Donc, j'ai eu un peu l'occasion de m'intéresser aux technologies électriques dures. C'est pourquoi je me suis tournée avec beaucoup plus d'intérêt vers les énergies douces comme les petits barrages qui sont renouvelables et qui sont, dans la

*[Translation]*

passent. La question n'est pas de savoir combien d'énergie tertiaire a été utilisée au Canada en 1978 par ménage. La réalité c'est que l'on fait toute sorte de jugements institutionnels, sociaux et politiques quant aux solutions pratiques.

Les énergies de substitution sont-elles pratiques pour nous. La question est d'ordre politique et non pas technique. Ce serait pratique à condition d'y investir les capitaux nécessaires. Si on ne le fait pas, ce ne sera pas faisable. C'est ce qui est arrivé pour le nucléaire dans lequel on a investi d'énormes capitaux. Nous estimons donc que rien ne sert de prétendre être sans parti pris car il n'y a pas moyen d'être neutre et parfaitement objectif.

**M. Rose:** Mon propos n'était pas de critiquer ces personnes. Je me demande simplement si nous n'avons pas tous le même parti pris et c'est pourquoi j'ai beaucoup apprécié cette remise en question. Merci.

**Le président:** Je doute qu'il existe des experts n'ayant aucun parti pris.

**M. Rose:** Ce n'est pas ce que je voulais dire. Je pense que nous avons tous le même parti pris.

**Le président:** M. Gurbin.

**M. Gurbin:** Je voudrais poser une question à Mme Lajambe.

Vous vous êtes intéressée à cette question du point de vue économique. Votre exposé est d'autant plus intéressant que c'est la première fois que la question est abordée du point de vue du Québec au cours de ces réunions. Avez-vous eu l'occasion de comparer les technologies douces et dures du point de vue de leur facteur coût-efficacité? Cette question m'intéresse tout particulièrement en raison de l'énorme potentiel électrique du Québec, potentiel que vous ne classez pas parmi les ressources renouvelables en raison d'énormes investissements exigés pour leur mise en valeur. Avez-vous donc pu étudier et comparer les coûts unitaires relatifs de l'énergie obtenue selon les technologies douces ou dures?

**Mrs. Lajambe:** Before I started studying renewable resources, I was specializing in electricity. I wrote my M.A. thesis on the costs of the James Bay hydro-electric project. After that, I studied nuclear energy intensively during the next two years and I thought I would write my doctoral thesis on this subject. However, I had to abandon that when I realized that the number of economic studies on nuclear energy was not enough to enable me to write a doctoral thesis.

So I did have a chance to study hard electrical technologies. In that way I became all the more interested in soft energies such as small dams which are renewable and which in most cases do not harm the environment. The resources are the

**[Texte]**

plupart des cas, inoffensifs pour l'environnement. C'est la même ressource, mais ce sont deux façons différentes de l'utiliser avec des conséquences différentes, à la fois pour l'environnement et pour le développement socio-économique d'un pays.

**Mr. Gurbin:** I guess what I am really asking—I am not trying to make a long question—is, are there available any studies, that you have either personally been involved in or that you have been exposed to, that could give us, as a committee, a comparative view of the costs involved in different types of technology?

**Mme Lajambe:** Disons que l'Hydro-électricité au Québec est assez bien documenté. On se rend compte que les coûts de cette électricité massive augmentent de façon très grande, que les emprunts nécessaires pour couvrir les nouveaux projets deviennent plus importants et que, parallèlement, on est obligé d'augmenter les tarifs d'électricité. Donc, c'est une course sans fin; il faut emprunter toujours davantage pour payer les projets qui ont été faits il y a quelques années et parallèlement augmenter les tarifs. Je pense que cela peut être documenté... Disons que j'ai essayé de le documenter dans ma thèse de maîtrise, si cela vous intéresse.

**Mr. Gurbin:** It might be worthwhile, Mr. Clay, to look at that, because it seems to be the kind of thing we have been looking for.

**Mr. Robinson:** I might mention that the best comparative study I have seen was done for the California Energy Commission. Unfortunately, it is in American dollars, but it is a background study to their biennial report of 1979. It is a fairly thick document, which attempts precisely to look at the commercial status of an awful lot of electrical generation and nongeneration alternatives, including cost estimates. They would be American figures, but it gives some feel, at least in the California context, of the relative commercialization and cost of pretty well all the kinds of technologies you would be interested in here.

**The Chairman:** Perhaps our project manager could get in touch with you, Mr. Robinson, and secure that document?

**Mr. Robinson:** It is available very easily from the commission. I could give you the address.

**The Chairman:** We have a couple of questions from Mr. Clay—excuse me, Mr. MacBain, first.

**Mr. MacBain:** Mr. Chairman, we were speaking about bias. One problem I have, which the committee may later have, is that there obviously is a bias because of this committee's sitting in Ottawa, Canada. Compare, if you would, the same committee sitting in Tokyo, that is, a Japanese committee on renewable sources of energy, and realize the bias we will obviously have that they would not have. That bias has been brought up over the last couple of days, and it is that we are sitting on a vast petroleum resource in those tar sands, in heavy oil; we are sitting on a vast resource of natural gas; we are sitting on a vast resource of coal. I only mention those three because, when you jump to the Japanese committee that would be sitting in Tokyo, there there is no natural gas, literally no coal, and no petroleum.

**[Traduction]**

same but the ways of using it are radically different and so are their consequences, both for the environment and for the socio-economic development of the country.

**M. Gurbin:** Existe-t-il des études qui nous donneraient une comparaison des coûts relatifs des différents types de technologie?

**Mrs. Lajambe:** The cost of hydro-electricity in Quebec is rather well documented. We all know that the cost of this massive source of electricity is rising very rapidly, that the loans necessary for new projects are becoming larger and larger which means that the price of electricity to consumers has to increase. It is a vicious circle so to speak; you have to borrow more and more money to pay for projects which were built several years ago and at the same time increase prices to consumers. All of this has been documented. I have tried to do so in my master's thesis which you may wish to consult.

**M. Gurbin:** Ce serait peut-être une bonne idée, monsieur Clay, car c'est justement ce que nous voulons savoir.

**M. Robinson:** A ma connaissance, la meilleure étude comparative a été effectuée pour le compte de la California Energy Commission. Malheureusement tout a été calculé en dollars américains; il s'agit d'une étude explicative annexée au rapport biennal de 1979. C'est un gros document qui fait le point sur toute une série de techniques de production de l'électricité. Donc bien qu'il s'agisse de chiffres américains, cela permet de se faire une idée du problème, du moins dans le contexte de la Californie, cette étude contenant des tableaux comparés des coûts de pratiquement toutes les technologies.

**Le président:** Notre directeur pourrait vous contacter monsieur Robinson pour obtenir ce document.

**M. Robinson:** On peut se le procurer auprès de la Commission; je pourrais vous donner l'adresse.

**Le président:** M. Clay a quelques questions à poser. Pardon, c'est d'abord à M. MacBain.

**M. MacBain:** On a parlé de parti pris. Le seul fait que nous siégeons à Ottawa au Canada constitue déjà un parti pris. Si un comité chargé d'étudier les sources d'énergie renouvelables siégeait non pas à Ottawa mais à Tokyo, il partirait d'une position ou d'un parti pris tout autre. Or, notre parti pris si vous voulez est dû au fait que nous possédons d'énormes réserves de pétrole et de fuel lourd dans les sables bitumineux et qu'en outre nous possédons d'énormes réserves de gaz naturel et de charbon. Le Japon, lui, ne possède ni gaz naturel ni charbon ni pétrole.



*[Text]*

So, when we listen to people come and tell us about alternative sources of fuel, we obviously are biased because we know, in the back of our minds, that there are those three tremendous sets of resources. The Japanese would know just the opposite. We obviously are going to be biased.

I would like to know—this is just a general question—am I supposed to be getting a suggestion, from this group in particular, that we should attempt to take that bias out of our minds? In other words, should we attempt to disregard the fact that there are tremendous resources in this particular country at this particular time and that we have the technology to use all of them without changing the infrastructure? Is there a suggestion that we should take that out of our minds?

• 1220

**Mr. Robinson:** No, I do not think so. That is actually a very interesting question. We are indeed fortunate to have those kinds of resources. I believe I referred earlier to a medium-term cushion we have in Canada that most countries do not have. What it means essentially is that we can put off the day of reckoning, whereas in Japan, the day of reckoning is at the present. Now, the problem with that, and it is very interesting that you use the word bias to refer to it, is that we have in this country, probably more than any industrialized country, an attitude of complacency, an attitude that there is not really any problem, that things do not have to be done, that we have got lots of resources. This is not just in the policy-maker minds, it is a public attitude that has been confirmed in the kinds of public opinion polls that have been done by EMR, among others, that people are not worried because they think we have vast amounts of resources. They are a little confused because of the kinds of turnarounds there have been in the last decade, but they are really not worried. That is a big barrier to any kind of transitional energy policy, and I was a little worried to hear someone talk about \$11 million being spent in order to assure the public that the problem is well in hand.

**An hon. Member:** Politics is politics.

**Mr. Robinson:** Sure, that is right. But it would be an unfortunate message in the sense that this medium-term bulge is simply that. It is a cushion that puts off the day of reckoning, it does not obviate it, it does not eliminate it. The transition is much easier if we use those fuels for transitional fuels rather than using them up and then having to make the transition without those fuels and, of course, at that point having a much higher energy demand. So, I consider the existence of those energy sources as both a great boom, of course, but also a problem in an attitudinal sense.

**Mr. MacBain:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you. Monsieur Portelance.

**M. Portelance:** Je serai très bref, monsieur le président.

Madame Lajambe, je crois que dans votre exposé, vous dites que peut-être, en l'an 2000 ou 2025, dans la province de Québec, on n'aura plus tellement besoin de gaz, ou enfin de ce

*[Translation]*

C'est pourquoi, lorsqu'on nous parle de produits de substitution, nous ne pouvons pas nous défaire d'un certain parti pris, car nous savons fort bien que nous possédons ces énormes réserves. Ce serait tout juste le cas contraire au Japon. Le parti pris est donc inévitable.

Est-ce que les témoins voudraient que nous essayions de nous débarrasser de ce parti pris, autrement dit que nous ne tenions pas compte du fait que nous possédons d'énormes réserves énergétiques et qu'il existe des technologies permettant leur mise en valeur sans changement de l'infrastructure? Est-ce que telle est votre position?

**M. Robinson:** Non, je ne crois pas. C'est en fait une question très intéressante. Nous sommes bien sûr très chanceux d'avoir ce genre de ressources. J'ai dit tout à l'heure que le Canada peut compter sur un sursis à moyen terme contrairement à la plupart des autres pays. En fait cela signifie que nous pouvons encore attendre, tandis que le Japon, lui, ne peut plus attendre. Le problème que cela présente, et il est intéressant que vous ayez utilisé le mot préjugé, est qu'ici plus que dans tout autre pays industrialisé, nous avons une attitude de complaisance, qu'on croit qu'il n'y a pas vraiment de problèmes, qu'il n'est pas nécessaire de prendre des mesures préventives, puisqu'on a beaucoup de ressources. Cette attitude règne non seulement dans l'esprit des législateurs, mais aussi dans celui du public, comme les sondages de l'opinion du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources l'ont révélé. En effet, les gens ne s'inquiètent vraiment pas car ils croient que nous possédons de vastes ressources. Le public est un peu dérouté en vertu des voltes-faces de la dernière décennie, mais il n'est pas vraiment inquiet. C'est un obstacle important à toute politique énergétique de transition, et je suis un peu inquiet qu'on veuille dépenser 11 millions de dollars pour assurer au public que le problème est cerné.

**Une voix:** Que voulez-vous c'est cela la politique!

**M. Robinson:** Bien entendu. Mais c'est un message malheureux, car ce sursis à moyen terme n'est rien de plus que une dernière chance car la catastrophe n'est pas écartée. La transition serait beaucoup plus facile si on utilisait les nouveaux combustibles à bon escient, plutôt que de les épuiser pour ensuite être forcés à faire la transition sans eux au moment où la demande sera encore plus grande. Donc, l'existence de ces sources d'énergie est un bienfait, c'est entendu, mais elle nous pousse à repenser notre attitude.

**M. MacBain:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Merci. Mr. Portelance.

**Mr. Portelance:** I shall be very brief, Mr. Chairman.

Mrs. Lajambe, in your brief, you said that perhaps by the year 2000 or 2025, the province of Quebec will no longer need gas, or at least imports from other provinces, such as oil



## [Texte]

qu'on importe des autres provinces, comme l'huile ou l'essence pour les automobiles. Mais il y a toujours un coût qui est là et je pense bien que les automobiles vont toujours fonctionner.

On doit nécessairement importer ces produits-là d'ailleurs. Est-ce que vous croyez qu'on peut faire suffisamment de carburant avec la biomasse pour faire fonctionner les automobiles qu'on aura au Québec en l'an 2000?

**Mme Lajambe:** Disons qu'il y a plusieurs façons de faire fonctionner le transport, que ce soit le transport individuel ou le transport en commun. Je pense que, tout d'abord, si on développe un peu plus le transport en commun et qu'on favorise des transports individuels moins polluants et moins coûteux en énergie, on va réduire déjà considérablement les besoins. Il sera alors beaucoup plus facile de ne dépendre que d'énergie locale, qu'elle vienne soit de la biomasse, soit éventuellement de batteries électriques si elles sont au point à ce moment-là. Je pense qu'il y a plusieurs compagnies d'automobiles qui sont ainsi optimistes. Donc, je pense qu'en faisant appel à ces diverses ressources, on peut très facilement espérer que d'ici là, on aura pu répondre à tous nos besoins de transport.

**M. Portelance:** Merci.

**Le président:** Merci, monsieur Portelance. Mr. Clay followed by Mr. Graham.

**Mr. Clay:** Considering the short length of time, I think I will probably confine myself to a couple of observations. One, I feel moved by Mr. Rose's remarks to say something about the staff here. The committee is at present being assisted, to a greater or lesser degree, by seven professional people whose scientific and economic backgrounds are quite diverse. They will have their professional biases as professional people, but, I can assure you, that their biases are quite diverse because they come from quite diverse backgrounds, and considering the arguments we have amongst ourselves, I am quite confident too that our biases do not always overlap. And, I can assure you they are not lobbying for anything in particular, they are here to be as objective as possible.

Another comment goes back to my days when I headed an environmental group in Montreal. I did not feel any more enlightened as part of an environmental group than I do now as part of the establishment. Obviously, my perceptions have changed with time but they would have evolved no matter where I was because as a professional person you are always learning more things. I can assure you though, my set of frustrations has changed in moving from that type of job to this type of job.

• 1225

I think the only additional remark I would make as far as the staff is concerned is that we are here to try to get as much information as possible and to analyze it as objectively as possible, and whether that information comes from an environmental group or from AECL or Ontario Hydro or whatever, I would hope we would apply the same standards of analysis to the source of information regardless of the view it is taking or the origin of it.

## [Traduction]

automobile fuels. But there is always an attached cost, and I am sure that the cars are here to stay.

We now have to import those products from elsewhere. Do you believe that we can produce sufficient fuels from the biomass, to keep the cars of the province of Quebec running in the year 2000?

**Mrs. Lajambe:** Well, there are different ways of keeping transportation operating, whether it be individual car or public transit vehicles. To start with, if we developed more public transport and individual cars which were less polluting and consumed less, we could reduce demand considerably. It would also be much easier to depend solely on local energy, whether it be produced from biomass, or through electric batteries should they be available by then. Many automobile companies are that optimistic. And I think if we call on those different resources, we could quite realistically hope to meet our demands in transportation by that time.

**Mr. Portelance:** Thank you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Portelance. M. Clay, suivi de M. Graham.

**M. Clay:** Puisqu'il reste très peu de temps, je me limiterai à quelques observations. Je dois d'abord répondre aux remarques de M. Rose au sujet du personnel. En ce moment, le Comité peut compter sur une équipe de sept experts scientifiques et économiques. Ils ont sans doute des préjugés professionnels, mais je peux vous assurer que leurs qualifications sont très variées. D'après les discussions que nous avons entre nous, je puis affirmer qu'ils ne sont pas tous du même parti pris. Je puis aussi assurer qu'ils ne cherchent aucunement à exercer une influence car ils doivent être aussi objectifs que possible.

Ma deuxième remarque porte sur mon expérience avec un groupe écologique à Montréal. A titre de membre de ce groupe je n'avais pas plus l'impression de détenir la vérité que je ne l'ai aujourd'hui comme employé du gouvernement. Bien sûr, mes perceptions ont évolué au cours des années, mais cela se serait produit n'importe où, car l'apprentissage professionnel, n'a jamais de fin. Toutefois, je puis vous assurer que mes frustrations ont changé quand j'ai changé de milieu de travail.

La seule remarque que je voudrais ajouter au sujet du personnel, c'est que nous sommes ici pour essayer d'obtenir le plus de renseignements possibles et pour les analyser le plus objectivement possible. Que ces renseignements proviennent d'un groupe de défense de l'environnement, de l'Énergie atomique du Canada Limitée, de l'Hydro Ontario ou d'ailleurs, j'espère que nous appliquerons les mêmes critères d'analyse à toutes nos sources de renseignements, d'où qu'elles viennent et qu'elle que soit leur orientation.

[Text]

**The Chairman:** Mr. Graham.

**Mr. John Graham (Science and Technology Division, Library of Parliament):** We have been talking a lot about biases today. It would appear to me that you are biased against nuclear; that is, at least against nuclear fission. I am not passing a judgment on that. I would just like to know how you feel the process of nuclear fusion will figure in Canada's future.

**Mr. Torrie:** Coming back to the end-use approach, which is the basis for the soft energy policy option, what you find when you analyse the end-use structure of the nation's energy use is that it is totally dominated by low-temperature heat and liquid fuels. There are smaller components for medium- and high-temperature heat. There is about a 10-per-cent contribution from what we call necessary electric; that is, end uses which must have electricity. We feel that even with fossil fuels we are currently not meeting those end-use needs very efficiently. They are dominated by the low-temperature component. Nuclear electricity, with its even higher temperatures, is yet a poorer match, and fusion, with its even higher temperatures still, is not even close to being matched to a single end-use requirement for energy that exists now. I do not think we can even dream of an end-use need for energy that is matched thermodynamically to what fusion supplies us with.

This is a bit of a round-about answer, but one of the empirical results of the soft energy studies has been that there appears to be, especially if you allow all of the costs to come into the equation, a relationship between economic efficiency and the thermodynamic efficiency with which you accomplish the task. I think we would be very surprised if the economics of fusion ever really make sense, simply because it is so poorly matched to any conceivable end-use requirement for energy. Furthermore, it supplies electricity in the forms that it is being conceived of now, a form of energy with which we are oversupplied currently and which we think will probably remain the case, particularly if we adopt an end-use approach to meeting our energy needs. So it is hard to see where fusion can fit in to the end-use spectrum.

**Mr. Graham:** Have you heard of the concept of using fusion reactors to produce hydrogen, thus facilitating a transition to a hydrogen society?

**Mr. Torrie:** Yes.

**Mr. Graham:** How do you feel about that?

**Mr. Torrie:** I cannot offer an expert comment on that. My impression is that you are still dealing with a relatively inefficient system. I do not know if John would want to comment any further.

What are you going to use the hydrogen for? If you are going to use it directly for transportation, that would have to be analysed as one option. But if you were going to use it as an

[Translation]

**Le président:** Monsieur Graham.

**M. John Graham (Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Nous avons beaucoup parlé de partis pris aujourd'hui. Il me semble que vous avez un parti pris contre le nucléaire; du moins, contre la fission nucléaire. Je ne porte pas de jugement. J'aimerais seulement savoir quelle sera selon vous la place occupée par la fusion nucléaire dans l'avenir au Canada.

**M. Torrie:** Pour revenir à l'aspect de l'utilisation finale, qui est l'argument qui milite en faveur d'une politique modérée en matière d'énergie, si on analyse la consommation d'énergie au Canada de ce point de vue, on constate que nous utilisons surtout de la chaleur de basse température et des combustibles liquides. Une plus petite partie de l'énergie consommée sert à produire de la chaleur de température moyenne et élevée. Environ 10 p. 100 de l'énergie consommée sert à l'électricité nécessaire, c'est-à-dire à des usages qui nécessitent de l'électricité absolument. Même les combustibles fossiles, sur lesquels nous pouvons compter actuellement, ne nous permettent pas de répondre très efficacement à ces besoins. Ce sont les produits énergétiques de basse température qui dominent ce secteur. L'électricité d'origine nucléaire, avec sa température encore plus élevée, est une solution encore moins bonne et la fusion, avec les températures encore supérieures qui la caractérise, est loin de correspondre aux besoins énergétiques actuels. On ne peut même pas imaginer un usage énergétique qui corresponde du point de vue thermodynamique à l'énergie produite par la fusion.

C'est une réponse un peu indirecte, mais l'un des résultats empiriques des études sur l'énergie douce semble montrer qu'il existe, surtout si on intègre tous les coûts dans l'équation, un lien entre l'efficacité économique et l'efficacité thermodynamique de la tâche accomplie. Nous serons fort étonnés, à mon avis, si la fusion devient jamais économiquement intéressante, simplement parce qu'elle correspond très mal aux usages énergétiques qu'on pourrait en faire. Cette méthode, il est vrai, produit de l'électricité mais sous les formes actuelles, dont nous avons maintenant un excédent, qui n'est près de s'épuiser, surtout si nous fondons notre politique énergétique sur l'usage final. Il est donc difficile de voir quel usage final la fusion pourrait satisfaire.

**M. Graham:** Avez-vous entendu parler de la possibilité d'utiliser des réacteurs à fusion pour produire de l'hydrogène, ce qui faciliterait la transition à une société utilisant l'hydrogène?

**M. Torrie:** Oui.

**M. Graham:** Qu'en pensez-vous?

**M. Torrie:** Je ne suis pas expert en la matière. J'ai l'impression qu'il s'agit d'un système encore relativement inefficace. Peut-être que John pourrait ajouter quelque chose à ce sujet.

A quoi servira l'hydrogène? Si on veut l'utiliser directement dans les transports, c'est une possibilité qu'il faudra analyser. Mais si on veut s'en servir comme d'un moyen intermédiaire



## [Texte]

intermediate way to produce electricity or as a way of supplying heat, once again it is not matched to the end-use spectrum.

**Mr. Robinson:** The only comment I want to make, and this is by no means an expert comment on hydrogen, is that hydrogen is not an energy supply; it is a means of transporting or using energy. It is a form into which energy can be put which makes it very convenient for a lot of applications, but you still initially have to get the energy from somewhere. So it does not resolve the question of, do you want to go to fusion. It just simply is one way you can use fusion-produced electricity to produce a fuel that can be used in many applications.

• 1230

Generally speaking the more intermediate steps you have in any fuel cycle, the less efficient it is. So what you would be having to argue if you were arguing for fusion is that the advantages of hydrogen in convenience and wide-scale applicability outweigh whatever disadvantages there would be, if any, involved in going to fusion. In other words, it does not in itself answer the question of whether fusion is desirable, I do not think.

**Mr. Graham:** So this is something you are still considering, then? You have not formulated a policy on this.

**Mr. Torrie:** No. The soft energy path studies take into account only available technologies. That is one of the working rules of the whole approach.

**Mr. Graham:** But I thought in your backcasting philosophy you choose a future and then work back from it.

**Mr. Robinson:** We choose an end use, a demand future, a level and breakdown of energy demand, and then determine how that can be met using, in our case, soft technologies. Certainly you can do backcasts to hydro future. You could do a totally conventional backcast. The backcasting is not inherently oriented toward soft energy. In fact in the study I was responsible for, we did nine different scenarios, ranging from very high growth rate to a negative one, a conventional future and a renewable future.

It just so happens that because of the lack of resources and time of our groups we usually cannot afford to do that, so we limit ourselves to the soft path future. But backcasting itself could surely be used for fusion analysis.

Perhaps I could just make one last comment on bias. I hope I did not ever give the impression that the biases I was talking about had anything to do with the individuals undertaking a study. I certainly did not intend so. Our argument is that the techniques used have inherent biases. No matter who they are used by, us or anyone else, a forecast will reveal a certain kind of future. We are not any better able to do the analyses; we are simply arguing there are techniques which do not embody that

## [Traduction]

pour produire de l'électricité ou de la chaleur, là encore cela ne correspond à aucun usage final.

**M. Robinson:** Je voudrais simplement dire, bien que je ne sois nullement expert en la matière, que l'hydrogène n'est pas une source d'énergie; c'est un moyen de transporter ou d'utiliser l'énergie. C'est une forme dans laquelle l'énergie peut être convertie de façon à en faciliter l'application, mais il faut toujours obtenir l'énergie quelque part. Cela ne résout donc pas le problème de savoir si nous voulons réaliser la fusion. C'est simplement un moyen d'utiliser l'électricité produite grâce à la fusion pour obtenir un combustible ayant de nombreuses applications.

En général, plus il y a d'étapes intermédiaires dans un cycle de combustion, moins ce cycle est efficace. Pour soutenir le recours à la fusion il faudrait prouver que les avantages de l'hydrogène, grâce à son côté pratique et à son grand champ d'application, compense les inconvénients éventuels du recours à la fusion. En d'autres termes, cela ne permet pas de savoir si la fusion est souhaitable, du moins pas à mon avis.

**M. Graham:** C'est donc une chose à laquelle vous continuez de penser? Vous n'avez pas encore pris de position là-dessus.

**M. Torrie:** Non. Les études sur l'énergie douce ne prennent en compte que les techniques déjà au point. C'est l'une de nos règles de travail.

**M. Graham:** Je croyais que selon votre méthode, vous postuliez une forme d'avenir et que vous reveniez en arrière à partir de cela.

**M. Robinson:** Nous choisissons un usage final, une hypothèse de demande, un niveau et une ventilation de la demande énergétique, puis nous déterminons comment cette demande peut être satisfaite grâce, dans notre cas, à des techniques douces. On peut certainement faire des prévisions rétrospectives à partir de la demande future en hydro-électricité. On peut faire de telles projections uniquement sur des sources traditionnelles. Cette méthode n'est pas nécessairement orientée vers des formes douces d'énergie. De fait, dans l'étude dont j'étais chargé, nous avons posé neuf hypothèses différentes, allant d'un taux de croissance très élevé à un taux négatif, d'un avenir utilisant les sources traditionnelles à un avenir utilisant les sources renouvelables.

Simplement, quand nous manquons de ressources et de temps, nous ne pouvons habituellement nous permettre de faire de telles études et nous nous limitons à l'énergie douce. Cependant, cette méthode peut certainement être utilisée pour analyser la fusion.

J'ajouterai encore une chose sur le parti pris. J'espère ne pas avoir donné l'impression que les partis pris dont je parlais concernaient les personnes qui font des études. Ce n'était certainement pas mon intention. Ce que nous soutenons, c'est que les techniques utilisées sont toutes entachées de préjugés. Quel que soit celui qui les utilise, que ce soit nous ou quelqu'un d'autre, les prévisions révèlent toujours un certain genre d'avenir. Nous ne sommes pas plus capables que d'autres de faire



[Text]

bias; they embody different biases and therefore should be looked at equally.

**Mr. Torrie:** Mr. Chairman.

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Torrie:** If I might just add very briefly, on the comment about the bias against fission, it is no doubt true the soft energy approach is attractive to people who have biases against nuclear fission electricity. I am one of those people attracted to the soft energy approach because one of my biases is a negative one toward nuclear fission electricity. However, the soft path itself does not have a bias, implicit or—well, certainly not an explicit bias against the nuclear fission option. However, it does have a definite bias against thermo-electricity in general, whether it be coal-fired or nuclear-fired, or oil or gas, or any way, because it simply does not qualify as an efficient way of meeting energy end-use needs.

**The Chairman:** Okay. I think Miss Dyack has one question.

**Mrs. Judy Beange (Economist, Science and Technology Division, Library of Parliament):** I am just wondering if Madam Lajambe has any information she could supply us with on the impact of these renewable resources on balance of payments, since she mentioned they will have a positive effect on balance of payments.

**Mrs. Lajambe:** I was mainly referring to that in the sense that if we use renewable local sources of energy we are not submitting to importing, as we now do for a lot of our supply for certain parts of the country.

**Mrs. Beange:** I see, okay.

I wonder if you might have any further explanation of backcasting so we could take a look at just what the methodology is.

**Mr. Robinson:** In our kit.

**Mrs. Beange:** I do not have one.

**Mr. Robinson:** In the first issue of *Alternatives* on soft energy paths there is a chapter on backcasting as a technique—a discussion of how it is done. That article is photocopied and I believe included in your kit: “a guide to Soft Energy Studies”. Other materials are also available, but that would be a good first.

**Mrs. Beange:** Okay. And have you done any studies of net energy impacts of, for example, solar, as are done for the Department of the Environment in the States?

**Mrs. Lajambe:** No, not so many.

**Mr. Torrie:** I would refer you to Dr. Gil Winstanley at Energy, Mines and Resources, if you have not already made that contact. She is a world expert in that subject.

[Translation]

ces analyses; nous prétendons seulement qu'il existe des techniques qui ne sont pas entachées de certains préjugés mais elles en comportent d'autres et doivent donc être examinées sur un pied d'égalité.

**M. Torrie:** Monsieur le président.

**Le président:** Oui.

**M. Torrie:** Si vous me le permettez j'ajouterai quelque chose très brièvement au sujet du parti pris contre la fission. Sans doute, il est vrai que la solution de l'énergie douce plaît à ceux qui ont un parti pris contre l'électricité produite à partir de la fission nucléaire. Je suis l'un de ceux qui sont attirés par cette solution parce que j'ai une attitude négative à l'égard de l'électricité produite à partir de la fission nucléaire. Toutefois, le choix de l'énergie douce ne comporte pas, en soi, un parti pris, implicite ou explicite, contre la fission nucléaire. Il révèle cependant un parti pris certain contre l'électricité thermique en général, qu'elle soit produite à partir de charbon ou de combustible nucléaire, de pétrole ou de gaz ou de tout autre combustible, simplement parce que cette méthode n'est pas un moyen efficace de répondre aux besoins en matière d'énergie.

**Le président:** Je vois. M<sup>me</sup> Dyack a une question à poser.

**Mme Judy Beange (économiste, Division des sciences et de la technologie, Bibliothèque du Parlement):** Mme Lajambe pourrait-elle nous fournir des renseignements sur l'incidence de ces ressources renouvelables sur la balance des paiements, puisqu'elle dit qu'elles auront un effet positif sur cette balance.

**Mme Lajambe:** Si je dis cela, c'est simplement parce que si nous utilisons des sources locales et renouvelables d'énergie, nous ne serons pas obligés d'importer, comme nous le faisons maintenant, une grande partie de notre approvisionnement pour certaines régions du pays.

**Mme Beange:** Je vois, très bien.

J'aimerais avoir d'autres explications sur votre méthode de projection rétrospective pour que nous puissions en examiner la méthodologie.

**M. Robinson:** C'est dans nos documents.

**Mme Beange:** Je ne les ai pas.

**M. Robinson:** Le premier numéro de *Alternatives* qui porte sur l'énergie douce comprend un chapitre sur la technique des prévisions rétrospectives, on explique comment elles fonctionnent. Cet article est photocopie et nous l'avons inclus dans nos documents: «Guide pour les études sur l'énergie douce». Il y a aussi d'autres documents, mais c'est un bon début.

**Mme Beange:** Très bien. Avez-vous aussi fait des études sur l'incidence énergétique nette de l'énergie solaire, par exemple, comme en a fait le ministère de l'Environnement américain?

**Mme Lajambe:** Non, pas autant.

**M. Torrie:** Je vous recommande de prendre contact avec Mme Gil Winstanley du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, si vous ne l'avez pas déjà fait. Elle est considérée comme un expert mondial en la matière.

[Texte]

• 1235

**Mr. Robinson:** They published a study back in about 1976 on energy analysis; I think it was the tar sands and frontier pipe lines.

**Mrs. Beange:** Is this incorporated into your backcasting type of analysis? A type of study?

**Mr. Robinson:** Not explicitly. Only in the sense that starting with tertiary demands, we then have to work back towards primary consumption. So some estimate of conversion losses, et cetera—we were not able to look explicitly at specific projects and say what the net energy balance is.

**Mrs. Beange:** Okay. Thank you.

**The Chairman:** I am sure there will be further contacts between our research scientists and economists with you people, and perhaps further documents or information can be forthcoming from you. I would like to thank you on behalf of the committee for appearing; it has been very interesting.

Before we adjourn, I would like a motion, which I meant to bring up at the beginning of the meeting this morning, that the documents circulated by CANMET officials during the committee's visit of their laboratories on Tuesday, July 29, be printed as appendices to this day's *Minutes of Proceedings and evidence*. Mr. Corbett, agreed?

Motion agreed to.

**The Chairman:** I would like the members of the committee only plus Mr. Normand and Mr. Clay to stay behind for a short business meeting. Those of you who have planes to get, fine, but we have to have this meeting right away and I hope the people in the room will forgive me if I ask you to clear the room as fast as possible so that this meeting can take place. Thank you very much.

This meeting is adjourned.

[Traduction]

**M. Robinson:** On a publié à ce ministère une étude sur l'analyse en matière d'énergie vers 1976; je crois que cette étude portait sur les sables bitumineux et les pipe-lines des régions éloignées.

**Mme Beange:** Est-ce une analyse de prévision rétrospective comme la vôtre? Quel genre d'étude?

**M. Robinson:** Pas exactement. Sauf qu'en commençant par la demande du secteur tertiaire, nous devons ensuite remonter à la consommation du secteur primaire. Il y a donc une certaine prévision sur les pertes dues à la conversion, et certaines autres choses, mais nous n'avons pas pu examiner de façon précise certains projets particuliers pour déterminer la balance énergétique nette.

**Mme Beange:** Très bien. Merci.

**Le président:** Je suis certain que nos chercheurs scientifiques et économiques prendront de nouveau contact avec vous et que vous nous fournirez peut-être d'autres documents d'information. Je vous remercie au nom du Comité d'être venus; ce fut fort intéressant.

Avant de lever la séance, je voudrais qu'on propose une motion. Il faudrait que les documents distribués par les représentants de CANMET pendant la visite que le Comité a faite à leur laboratoire le mardi 29 juillet soient imprimés et annexés au procès-verbal et témoignages d'aujourd'hui. Monsieur Corbett? D'accord?

La motion est adoptée.

**Le président:** Je voudrais que les membres du Comité ainsi que M. Normand et M. Clay restent un instant pour une courte séance d'administration. Ceux d'entre vous qui doivent prendre l'avion, allez-y, mais il faut que nous tenions cette séance immédiatement et j'espère que les autres me pardonneront de leur demander de quitter la salle le plus tôt possible pour que nous puissions commencer. Merci beaucoup.

La séance est levée.





## APPENDIX "AEEA-18"

## APPENDICE «AEEA-18»

## AN OVERVIEW OF COGENERATION

Prepared for:  
Special Committee on Alternative  
Energy and Oil Substitution  
(House of Commons)

## APERÇU SUR LA COGÉNÉRATION

Préparé pour le  
Comité spécial de  
l'énergie de remplacement du pétrole  
(Chambre des communes)

By:  
Alex Juchymenko, P. Eng.  
Cogeneration Associates Ltd.  
July 31, 1980

par  
Alex Juchymenko, Ing.  
Cogeneration Associates Ltd.  
31 juillet 1980

## COGENERATION

## 1.1 Définition

It has been recognized for some time that electricity and steam can be generated together in the same power plant more efficiently than they can be generated separately in different power plants. This simultaneous production of electricity and thermal energy (steam, hot liquids, hot gases) is referred to as cogeneration.

There are two distinct configurations where the joint production of industrial process steam and electricity could be carried out. In one, low pressure steam would be generated as a by-product of electricity generation at a public utility's central station power plants. While this scheme will be important in some special circumstances, such as the Bruce Industrial Park project in Ontario, the overall cogeneration potential with this strategy is probably limited to supply of district heating energy. Because it is uneconomical to transport steam long distances, industries using steam would have to be near the power plants from which their heat is supplied, a condition often difficult to fulfil. Long term contracts would also be required to coincide with the economic life of the generating plant.

The second configuration is industrial on-site cogeneration. An emphasis on cogeneration at industrial sites would reverse the long term move towards greater centralization of electric power generation. In part, this trend has developed because the demand for electricity has grown much faster than the demand for process steam, as industries have mechanized and automated their processes.

One of the features which make cogeneration attractive is its high thermodynamic efficiency. In a modern central station, generating electricity with steam designed and optimized solely to produce electrical energy, steam from a boiler is used at a high temperature and high pressure which passes through a turbine to a low pressure and temperature, working to turn the electrical generator in the process. This low temperature exhaust steam leaves the turbine, enters a condenser where steam is condensed, and is returned to the boiler. The energy rejected at the condenser is released into the lake. In the case of cogeneration, the energy contained in the exhaust steam is utilized for industrial processes.

Heat rejected from a thermal station either in industry or at a utility thermal station is a consequence of the Second Law of Thermodynamics, a natural law of science, and cannot be avoided. In industry, when a plant cogenerates, it increases the temperature of the exhausted heat from the power cycle to useful levels which are required in industrial processes. The result is that industrial process steam serves as a condenser for the power cycle, thus decreasing substantially or even eliminating thermal discharge.

The effective efficiency of an industrial power plant generating steam and electricity together is 60-80%, whereas a public utility thermal station is at best 38% efficient at the present time. When the efficiency of the boiler has been allowed for, the amount of fuel required to produce electricity (*heat rate*) by cogeneration is in the order of only 4,500 BTU/kWh

## COGÉNÉRATION

## 1.1 Définition

On sait déjà depuis un certain temps que l'électricité et la vapeur peuvent être produites plus efficacement dans une même centrale que séparément, dans deux centrales différentes. On appelle cette production simultanée d'électricité et d'énergie thermique (vapeur, liquide chaud, gaz chaud), cogénération.

La production combinée de vapeur industrielle et d'électricité peut se faire suivant deux principes différents. Selon le premier, une centrale électrique génère de la vapeur à basse pression comme sous-produit. Si ce principe peut trouver une application importante dans certaines situations particulières (projet du Parc industriel de Bruce en Ontario), cette application est probablement limitée, en règle générale, au chauffage urbain. Étant donné que le transport de la vapeur est très coûteux sur de longues distances, les industries clientes devraient être situées près des centrales qui leur fournissent leur chaleur, condition souvent difficile à remplir. Il serait également nécessaire de passer des contrats à long terme qui coïncideraient avec la durée économique de la centrale.

Le deuxième arrangement est la génération d'électricité comme sous-produit de la production de vapeur, ou cogénération industrielle sur place. L'application de ce principe inverserait la tendance à long terme vers la centralisation de la production électrique. Cette tendance est née en partie du fait que la demande d'électricité a cru beaucoup plus vite que la demande de vapeur industrielle, à mesure que les industries se mécanisaient et s'automatisaient.

Une des caractéristiques qui rend la cogénération désirable est son fort rendement thermodynamique. Dans une centrale électrique moderne, où l'électricité est produite à partir de la vapeur et où la vapeur est destinée à cette seule fin, la vapeur produite par la chaudière arrive à haute température et à pression élevée dans une turbine; elle se refroidit et se décompresse en faisant tourner la génératrice électrique. La vapeur qui s'échappe à basse température de la turbine est ensuite condensée dans un condenseur puis retournée à la chaudière. L'énergie dégagée au niveau du condenseur est libérée dans un cours d'eau. Dans le cas de la cogénération, l'énergie contenue dans la vapeur d'échappement sert à des opérations industrielles.

La chaleur perdue par toute centrale thermique et procède du Deuxième principe de thermodynamique, et ne peut échapper à cette loi naturelle. Lorsqu'une installation industrielle cogène, la vapeur résiduelle du cycle moteur est portée à une température suffisante pour les opérations industrielles. En conséquence, la vapeur industrielle sert de fluide condenseur dans le cycle moteur ce qui diminue de beaucoup, voire élimine, la perte thermique.

Le rendement réel d'une centrale industrielle produisant à la fois de la vapeur et de l'électricité est de 60 à 80 p. 100, tandis que celui d'une centrale thermique de production d'électricité est au mieux de 38 p. 100 à l'heure actuelle. Une fois tenu compte du rendement de la chaudière, la quantité de combustible requise pour produire de l'électricité par cogénération est

compared to the 10,000 BTU required in a conventional power generating plant, and 13,000 BTU for an industrial condensing turbine. Hence cogeneration requires less than half of the fuel used by a public utility's power plants to produce the same amount of power.

The potential saving, through the use of cogeneration is considerable since about 60% of all energy used by the industrial sector is in the form of steam. When steam is produced at high pressure to generate electricity and its exhaust steam is used in a process, this steam cycle is sometimes referred to as a "topping cycle".

Electricity can also be generated in industry from waste heat recovered from high temperature direct-fired combustion processes found in metal producing plants and non-metallic mineral factories.

In a case where fossil fuel is used to fire an industrial process and then the waste energy is used to generate electricity, this is referred to as a "bottoming cycle". In a more advanced cogeneration technology both topping and bottoming cycles are used to obtain a cycle of high efficiency.

Although this discussion has been about the steam turbine, a gas turbine and diesel engine can also cogenerate.

## 1.2 Steam Turbine Topping Cycle

Most of the existing cogeneration units in Canada use a steam turbine topping cycle. This cycle gives the lowest heat rate for incremental fuel requirements per unit of generated electricity. The efficiency is high because of the exhausted steam is used in heating industrial processes. A schematic of the elementary cycle is shown in Figure 1.1. This figure shows the back pressure turbine cycle which produces both electricity and useful heat from the same steam boiler. The energy saving advantage of this cycle can be expressed by noting that the fuel required to produce electricity is only 15 p. 100 of the input, while process steam is 67 p. 100, with 18 p. 100 as losses to stack and friction. As a consequence, for a given process Steam load, a Steam turbine in the cogeneration mode can produce only a modest amount of by-product electricity.

At 100 psig process steam pressure, about 50 kWh can be obtained from 1,000 pounds of steam at 1,250 psig/900°F inlet steam, as shown in Figure 2. With a 100,000 lb/hr boiler capacity, the maximum generation for the above steam condition is 5,000 kW. In many plants the demand for electric power is higher than the capability of the steam turbine topping cycle. If the intent is to balance the process steam demand and electric demand within the plant, then a gas turbine or a diesel unit may serve the purpose, since the ratio

de l'ordre de 4500 BTU/kWh seulement comparé à 10 000 BTU nécessaire à une centrale thermique classique et aux 13 000 BTU utilisés par une turbine industrielle à condensation. On voit donc que la cogénération nécessite moins de la moitié du combustible utilisé par une centrale électrique pour produire la même quantité d'énergie.

L'économie d'énergie que permettrait la cogénération est considérable, puisque 60 p. 100 environ de toute l'énergie utilisée par le secteur industriel se présente sous forme de vapeur. Lorsque cette vapeur est produite à pression élevée pour générer de l'électricité et que la vapeur d'échappement est utilisée dans une opération, on peut donner au cycle de cette dernière vapeur le nom du cycle par prélèvement au sommet.

Dans le contexte industriel, on peut également produire de l'électricité à partir de la chaleur émanant des opérations de combustion à cycle ouvert et à haute température qu'on trouve dans les usines métallurgiques et les usines de minéraux non métalliques.

Lorsqu'on utilise un combustible fossile pour une opération industrielle et qu'on utilise l'énergie perdue pour produire de l'électricité, le cycle peut être appelé: cycle par prélèvement à la base. Lorsque les techniques de cogénération sont plus avancées, on peut obtenir un cycle à fort rendement en utilisant à la fois le cycle par prélèvement au sommet et le cycle par prélèvement à la base.

Bien que les propos qui précèdent concernant la turbine à vapeur, notons que la turbine à gaz et le moteur diesel peuvent également cogénérer.

## 1.2 Cycle par prélèvement au sommet dans la turbine à vapeur

La plupart des installations de cogénération canadiennes utilisent le cycle de prélèvement au sommet dans la turbine à vapeur. Ce cycle présente l'exigence minimale de combustible supplémentaire par unité d'électricité produite. Le rendement est élevé parce que la vapeur de sortie sert à des opérations de chauffage industriel. La figure 1.1 est un schéma du cycle élémentaire. Cette figure montre le cycle de la turbine à contre-pression qui produit de l'électricité et de la chaleur utilisable, à partir de la même chaudière à vapeur. Les avantages de ce cycle en terme d'économie d'énergie se concrétisent de la façon suivante: le combustible nécessaire à la production d'électricité ne représente que 15 p. 100 de la consommation, tandis que la vapeur industrielle en représente 67 p. 100, et que 18 p. 100 passent en perte à la cheminée et par friction. Par conséquent, pour une quantité donnée de vapeur industrielle, la turbine à vapeur ne peut produire qu'une quantité modeste d'électricité en mode cogénératif.

Pour une vapeur industrielle à une pression manométrique de 100 lb/po<sup>2</sup>, on peut obtenir environ 50 kWh à partir de 1 000 lb de vapeur à une pression manométrique de 1 250 lb/po<sup>2</sup> et une température de 900°F à l'entrée (cf. figure 2). Si la chaudière a une capacité de 100 000 lb/h, la puissance maximale dans les conditions susmentionnées est de 5 000 kW. Dans beaucoup d'usines, la demande d'énergie électrique est supérieure à la capacité du cycle par prélèvement au sommet de la turbine à vapeur. Pour équilibrer la demande en vapeur



of electric power to process steam is higher at a reduced efficiency.

An attractive feature of a steam turbine cycle is its ability to use coal, forest by-products or municipal waste as fuel.

industrielle et en électricité dans les limites de l'usine, il faudra peut-être utiliser une turbine à gaz ou un moteur diesel; dans ce cas le rapport électricité produite/vapeur industrielle produite est supérieure, au prix d'un rendement plus faible.

Enfin, un avantage du cycle de la turbine à vapeur est la possibilité d'utiliser le charbon, les sous-produits forestiers et les ordures ménagères comme combustibles.

Figure 1 - Comparison of Utility Power Plant and Cogeneration Power Cycles

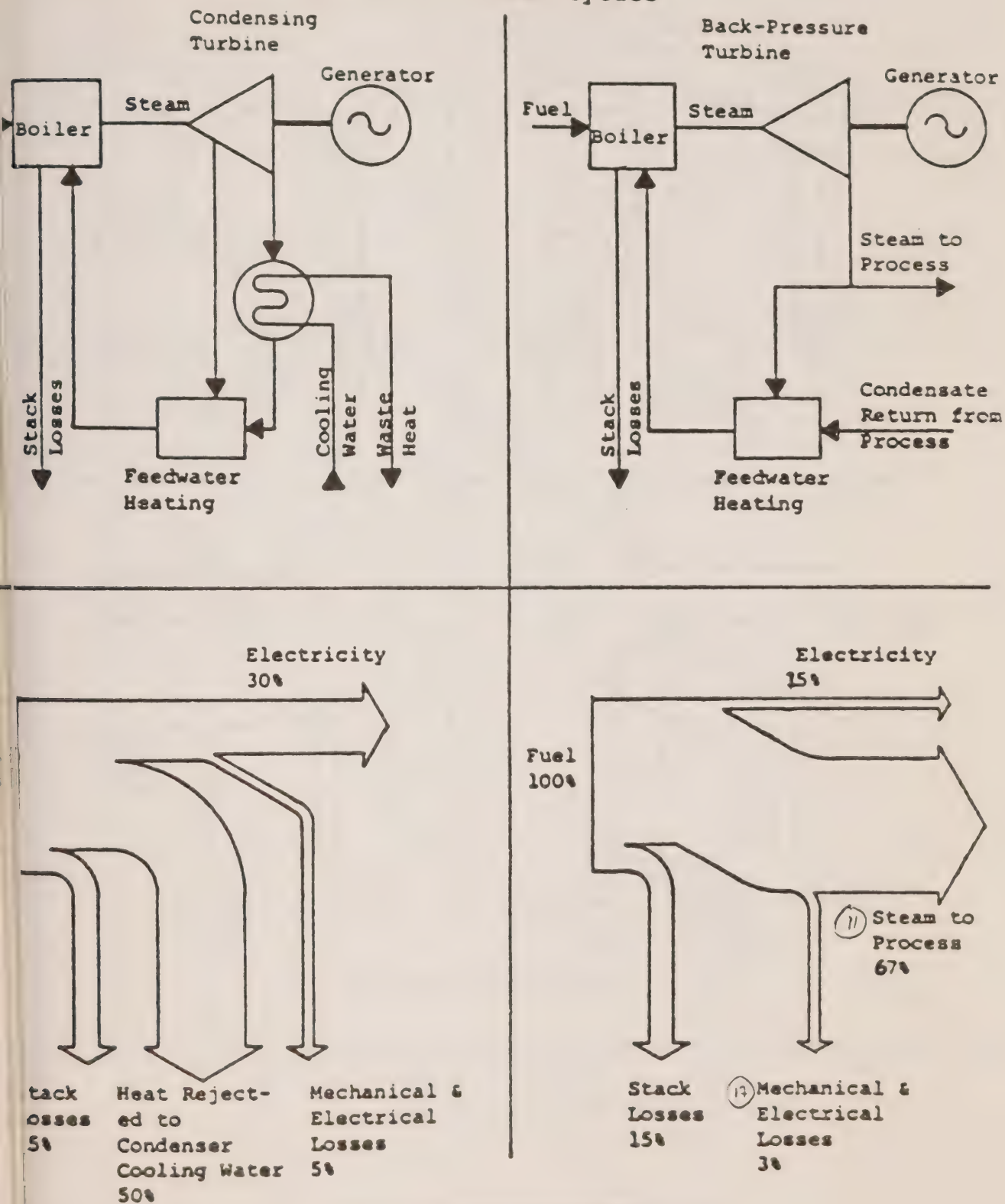
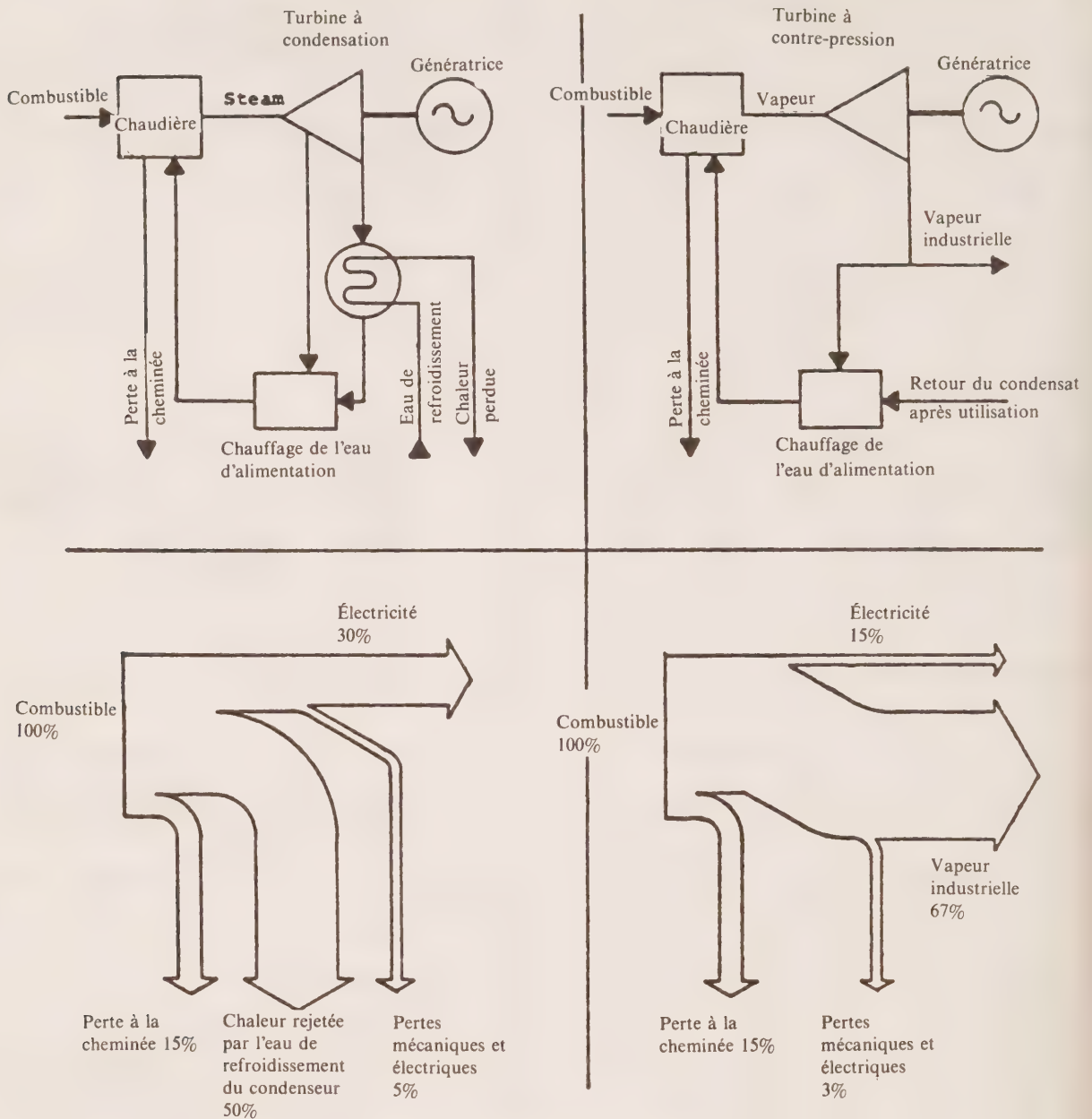


Figure 1—Comparaison du cycle d'une centrale électrique et de celui de la cogénération



COGENERATION ASSOCIATES LIMITED



Figure 2 - Unit Power Rates

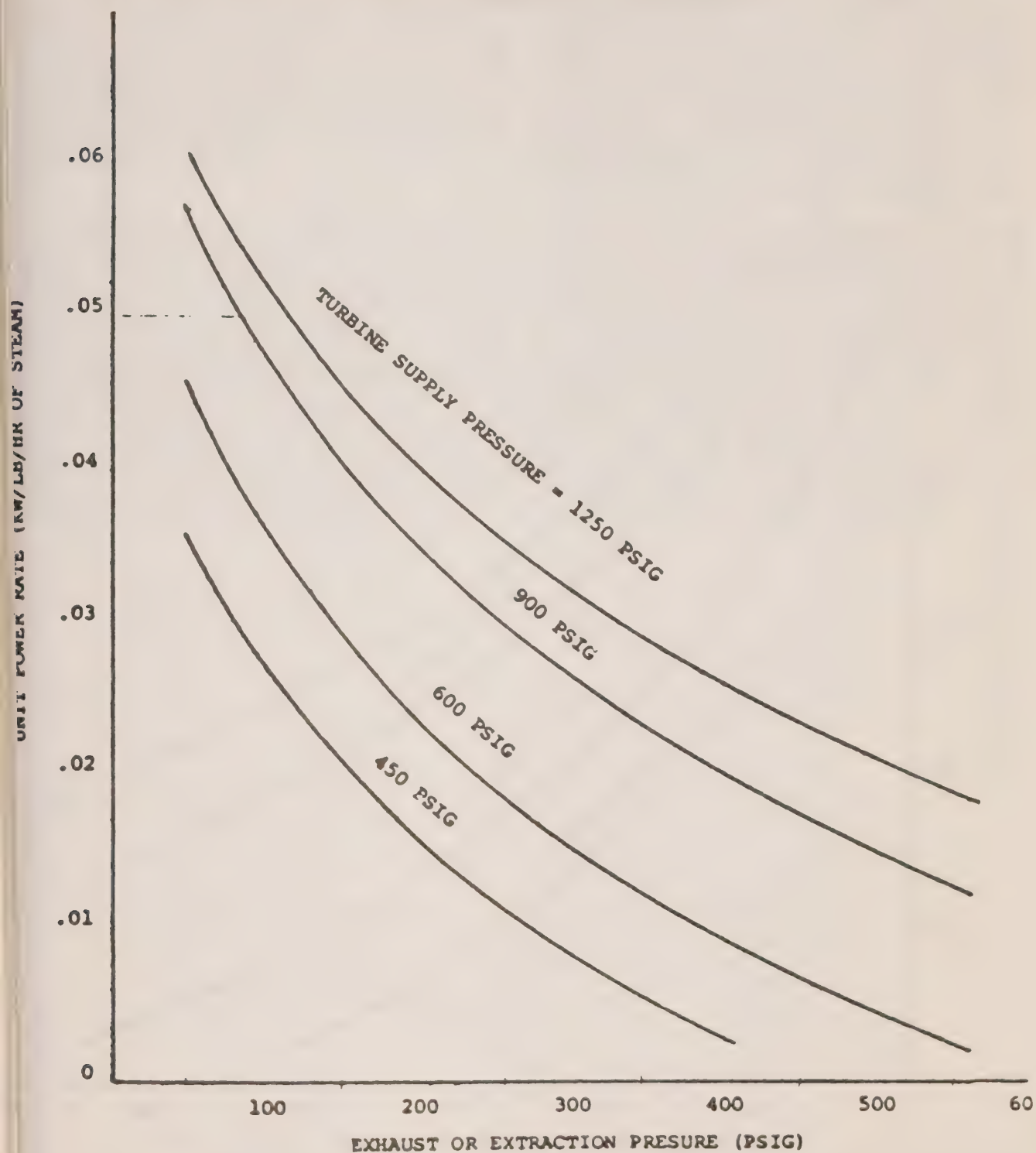
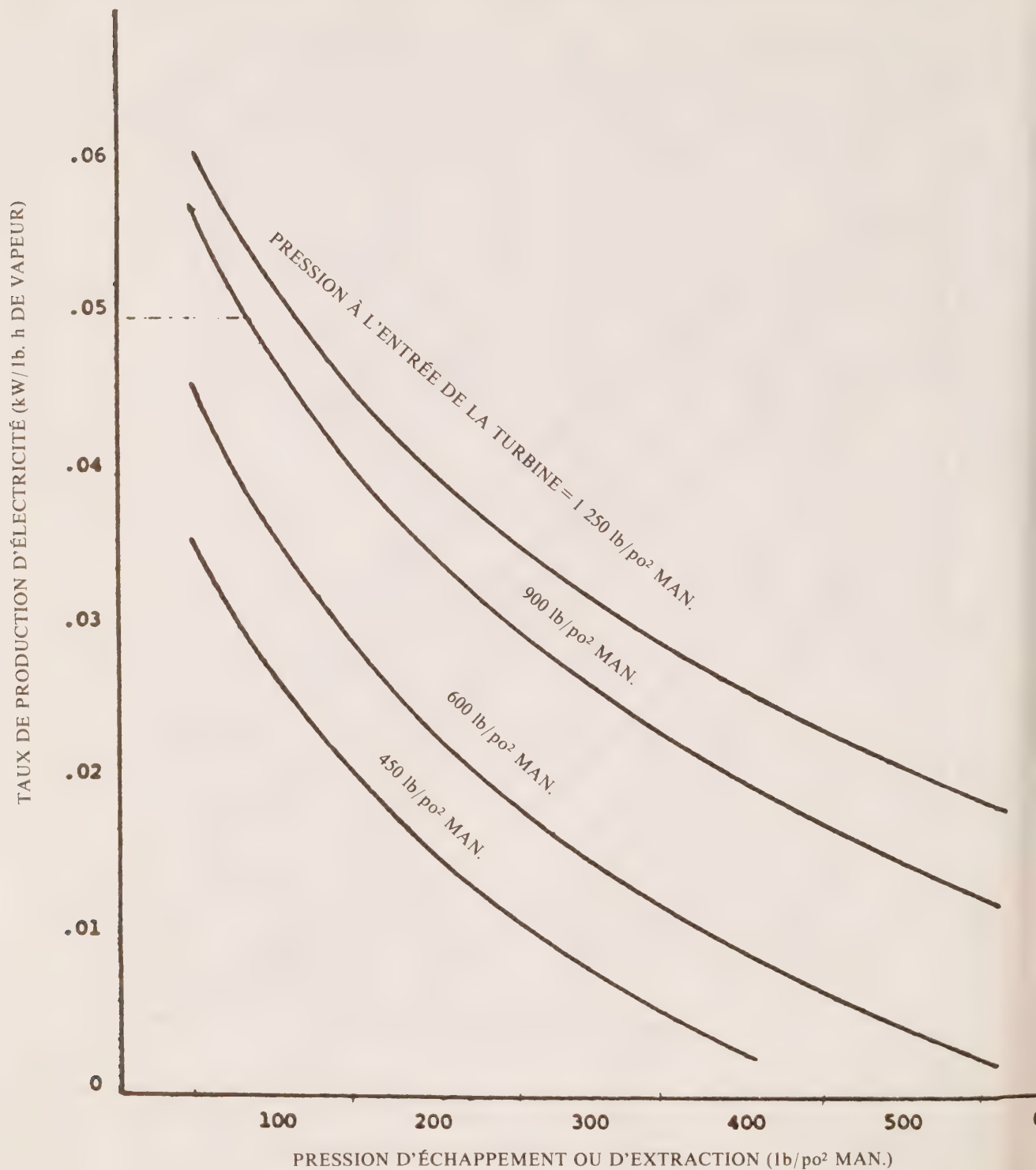


Figure 2—Taux de production d'électricité



### 1.3 Gas Turbine Topping Cycle

In Canada's industry where most of the existing boilers are built for low pressure steam conditions, the conversion to a cogeneration operation is impractical. These boilers must await their regular replacement schedule before the steam they produce can be converted for cogeneration. With gas turbines, however, these boilers can either be converted to heat recovery boilers, or the exhaust gases from the turbine can be used for preheating the combustion air, saving energy in this manner, while producing electricity.

In a directly fired gas turbine system (Figure 3) the hot combustion gases produced by burning fuel with pressurized air are used to drive a gas turbine which turns an electric generator. The energy contained in the hot gases exhausted from the turbine, at temperatures of over 800°F, are recovered in a waste heat boiler. The pressure of the steam in this boiler can be high enough to drive a steam turbine, while the exhaust from this steam cycle can then be used as process steam. This process is called a "combined cycle", and it permits 4 to 6 times as much generation of electricity per unit of process steam as with a back pressure steam turbine, with a heat rate in the range of 5,000-6,500 BTU/kWh. A gas turbine can convert 25-35 p. 100 of the fuel to electricity, making it comparable to a central station power plant as a generator of electricity, with the waste heat recovery as an extra.

### 1.3 Cycle par prélèvement au sommet dans la turbine à gaz

La plupart des chaudières dont l'industrie canadienne est dotée actuellement sont construites pour produire de la vapeur à basse pression, de sorte que la conversion à la cogénération est peu pratique. Il faut attendre le remplacement périodique de ces chaudières avant de pouvoir utiliser la vapeur qu'elles produisent pour la cogénération. Dans le cas des turbines à gaz cependant, les chaudières peuvent être converties en chaudières de récupération de la chaleur, ou encore les gaz d'échappement de la turbine peuvent servir au préchauffage de l'air de combustion, ce qui permet d'économiser de l'énergie tout en produisant de l'électricité.

Dans une turbine à gaz à cycle simple (figure 3) les gaz produits par la combustion du combustible avec de l'air sous pression servent à faire tourner une turbine qui entraîne une génératrice électrique. L'énergie contenue dans les gaz qui s'échappent de la turbine à une température supérieure à 800°F passe dans une chaudière de récupération. La pression de la vapeur peut être suffisante dans cette chaudière pour actionner une turbine à vapeur dont la vapeur d'échappement peut servir à des fins industrielles. Ce processus est appelé «cycle mixte» et permet de produire de 4 à 6 fois plus d'électricité par unité de vapeur industrielle qu'avec une turbine à vapeur à contre-pression (5 000-6 500 BTU/kWh). Une turbine à gaz peut convertir entre 25 et 35 p. 100 du combustible en électricité, rendement comparable à une centrale électrique, avec, en prime, une récupération de la chaleur perdue.



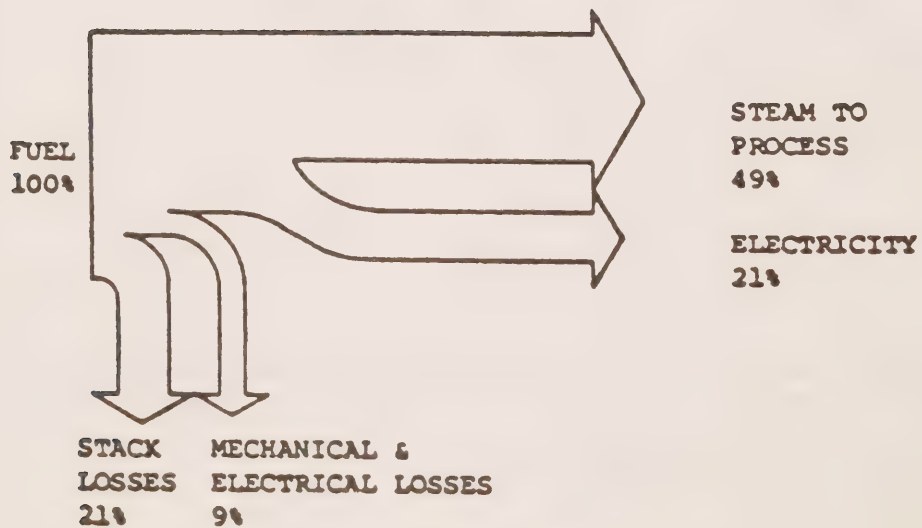
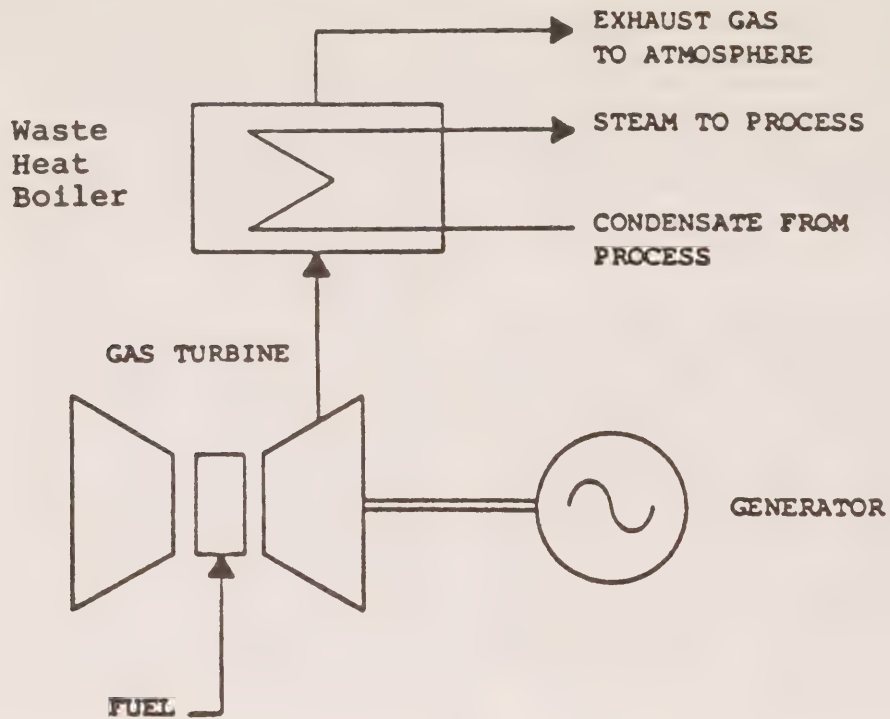
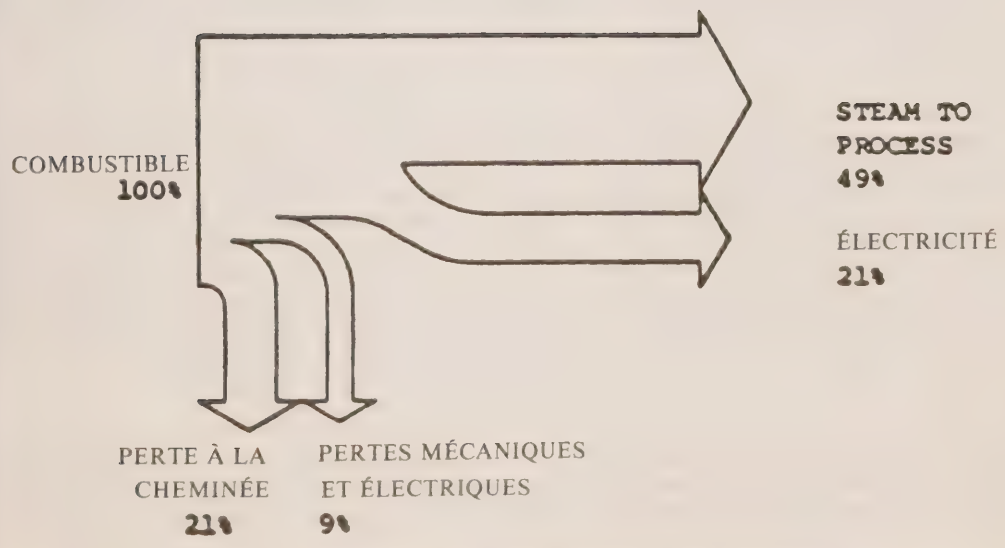
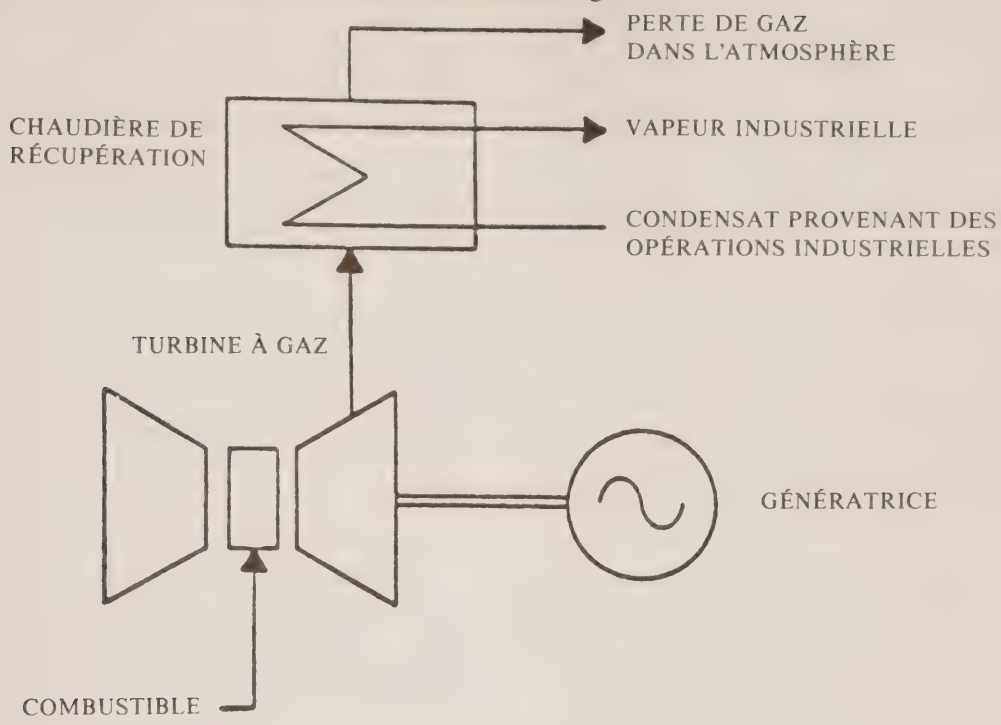


Figure 2—Cycle de congénération dans une turbine à gaz



The effective heat rate which is widely used to indicate the overall thermodynamic performance is not a good measurement index since it does not adequately reflect the importance of the quality of produced energy. A more appropriate performance index for measuring fuel savings for this purpose would be the amount of fuel saved per unit of process steam demand as a result of displacing power generation produced at a central station. In the case of 100 psig process steam produced in the 1250 psig boiler, the fuel savings rate is as follows:

For steam cycle—(10,000-4,500) (.053 kWh/10<sup>6</sup>BTU=.29 BTU/BTU

For gas turbine cycle—(10,000-6,000) (190 kWh/10<sup>6</sup>BTU)=.76BTU/BTU

Therefore, as the above index suggests, the fuel saved with a gas turbine is more than 2.5 times that of the steam turbine. Hence the fuel saving potential for Canada can be substantially higher with gas turbines than with steam turbines.

In the past five years concern has been expressed that gas turbine technology utilizes high quality petroleum fuels or natural gas. However, with the recent announcement of surplus natural gas in Canada, gas turbine topping can have a high potential for near-term implementation in Canada.

Furthermore, while steam turbine technology has reached its maturity, the gas turbine provides an opportunity to increase its efficiency, leaving room for optimization. New developments in the gas turbine field, motivated by its technological potential as a power generator, offer long term solutions as well. Work is being done in various parts of the world on the fluidized bed combustor, which can use coal or biomass to produce hot gases to be fed into the gas turbine. Also the manufacturers of gas turbines are redesigning the existing turbines to externally fired models. Several are being tested at this time in the United States. This development would provide the fuel flexibility which the present gas turbine lacks.

#### 1.4 Diesel Engine Topping Cycle

A diesel engine is unsuitable for industrial use requiring steam, since the maximum steam pressure it can deliver is 15 psig. This steam condition may be of use as a space heating energy, but it is not useful for most industries. Since diesel engines use petroleum products to generate electricity, their suitability for Canada is limited. There remains a possibility that diesel engines can be designed to burn pulverized coal and coal-derived liquid fuels. For the purpose of this report, diesel engines are not considered suitable for a cogeneration option in Canada.

#### 1.5 Bottoming Cycles

An attractive feature of bottoming plants is the generation of electric power without fuel consumption. It is generally recognized that a significant amount of thermal energy is

Le taux de conversion des BTU en kWh, largement utilisé pour indiquer le rendement thermodynamique d'ensemble, n'est pas un bon indice dans la mesure où il ne reflète pas adéquatement la qualité de l'énergie produite. Un meilleur indice pour mesurer l'économie de combustible serait la quantité de combustible économisé par unité de demande de vapeur industrielle, à la suite du déplacement vers l'usine de la production d'électricité de la centrale. Dans le cas de la vapeur industrielle de 100 lb/po<sup>2</sup> (man.) produite dans la chaudière de 1250 lb/po<sup>2</sup> (man.), le taux d'économie de combustible est le suivant:

Pour le cycle de la vapeur: (10 000-4 500) (0,053 kWh/10<sup>6</sup>BTU)=0,29 BTU/BTU

Pour le cycle de la turbine à gaz: (10 000-6 000) (190 kWh/10<sup>6</sup> BTU)=0,76 BTU/BTU

Par conséquent, comme l'indique l'indice, l'économie de combustible avec une turbine à gaz est plus de 2,5 fois supérieure à celle obtenue avec une turbine à vapeur. L'économie potentielle pour le Canada est donc considérablement plus grande avec des turbines à gaz qu'avec des turbines à vapeur.

Au cours des cinq dernières années, on s'est inquiété du fait que les turbines à gaz utilisent des hydrocarbures liquides ou gazeux de grande qualité. Toutefois, l'annonce récente d'un surplus de gaz naturel au Canada donne un grand potentiel à court terme au prélèvement au sommet dans les turbines à gaz au Canada.

En outre, tandis que la turbine a atteint son apogée, la turbine à gaz peut encore être perfectionnée et atteindre un meilleur rendement. Les nouveaux développements dans le secteur de la turbine à gaz, aiguillonnés par son potentiel comme producteur d'énergie, offrent également des solutions à long terme. En divers endroits du monde, on étudie actuellement le foyer à lit fluidisé, qui peut utiliser du charbon ou de la biomasse pour produire des gaz chauds servant à l'alimentation d'une turbine à gaz. D'autre part, les fabricants de turbines à gaz réaménagent les turbines existantes pour permettre la combustion externe. Plusieurs de ces turbines font présentement l'objet d'épreuves aux États-Unis. Ce développement conférerait à la turbine à gaz une souplesse quant au combustible qui fait présentement défaut.

#### 1.4 Cycle par prélèvement au sommet dans le moteur diesel

Le moteur diesel n'est pas conçu pour l'utilisation industrielle de la vapeur, puisqu'il ne peut fournir une vapeur à une pression supérieure à 15 lb/po<sup>2</sup> (man.). Cette vapeur peut servir au chauffage des bâtiments, mais à très peu d'applications industrielles. Puisque les moteurs diesel utilisent des produits pétroliers pour produire de l'électricité, leur utilité pour le Canada est plutôt restreinte. Il demeure la possibilité que les moteurs diesel puissent être conçus pour brûler du charbon pulvérisé ou un carburant liquide dérivé du charbon. Aux fins du présent rapport, les moteurs diesel sont considérés impropres à la cogénération au Canada.

#### 1.5 Cycles par prélèvement à la base

Un des intérêts des usines utilisant le prélèvement à la base est la production d'énergie électrique sans consommation de combustible. On sait qu'une quantité considérable d'énergie



released by industry into the atmosphere at sufficiently high temperatures to suit cogeneration using bottoming cycles. The largest potential for bottoming cycle heat recovery exists in the Primary Metals, industry and the Non-Metallic Minerals industry, where heat is rejected at high temperatures (800-1500°F) from furnaces melting metals, roasting ores and reheating steel.

Balancing the availability of energy from recovered waste heat streams and the demand for energy by industrial processes poses a problem for industry. In order to use waste heat, it must be matched in quality and quantity with the demand, which is not always easy. By converting the recovered energy into electricity, this problem can be solved, since in most industries the need for electricity is much greater than the amount which can possibly be generated from waste heat. Higher temperature exhausts (over 800°F) can readily be recovered in the steam boilers, but for lower temperatures (below 600°F) more sophisticated methods must be used.

From the thermodynamic standpoint, the exploitation of this otherwise wasted heat to produce electricity results in a high overall efficiency of energy use. This increased efficiency depends on the ratio of waste heat that can be successfully turned into useful work. For the established technologies of steam and Organic Rankine Cycle (ORC) plants, this ratio is the function of the thermodynamic characteristics of the working fluid itself. These characteristics of an Organic (Fluorinol 85) Rankine Cycle are shown in Figure 5.

At about 1000°F the ORC with F-85 performs at a level similar to steam, and below 500°F, a fluid other than F-85 would provide better results.

Sundstrand Energy Systems in the United States and Borsig in West Germany produce ORC engines capable of generating about 600-6000 kW from waste heat at higher than 600°F.

For single units with inlet gas temperatures of 800°F a mass flow of 75,000 lb/hr is required to generate 500 kW of electricity.

thermique est libérée dans l'atmosphère par l'industrie; les températures sont suffisamment élevées pour permettre la cogénération en utilisant le cycle par prélèvement à la base. Le plus grand potentiel pour ce cycle se trouve dans l'industrie métallurgique de première fusion et celle des minéraux non métalliques, où les émissions sont très chaudes (800 à 1500°F) et proviennent des fours de fusion des métaux, de grillage des minerais et de réchauffage de l'acier.

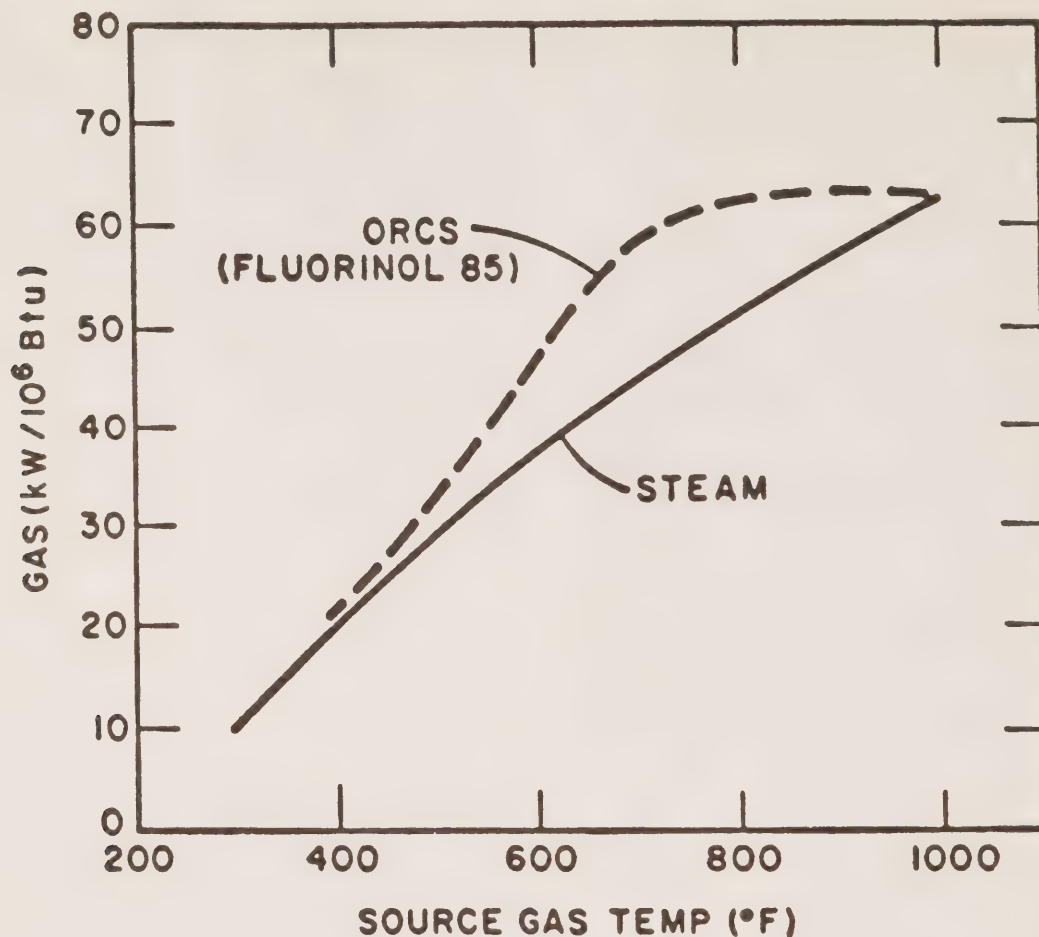
Il est difficile pour l'industrie d'équilibrer la disponibilité de l'énergie provenant de la chaleur récupérée et la demande de cette même énergie pour des opérations industrielles. La chaleur perdue, pour être utilisée, doit correspondre en qualité et en quantité à la demande, chose qui n'est pas toujours facile à réaliser. En convertissant l'énergie récupérée en électricité, on résout le problème, puisque dans la plupart des industries le besoin d'électricité n'excède de beaucoup la quantité que l'on peut normalement produire à partir de la chaleur perdue. Les émissions à haute température (plus de 800°F) peuvent facilement être récupérées dans des chaudières à vapeur; dans le cas des températures plus basses (inférieure à 600°F), il convient d'utiliser des méthodes plus sophistiquées.

De point de vue thermodynamique, l'exploitation de cette chaleur, qui serait autrement perdue, pour produire l'électricité, présente un très bon rendement dans l'ensemble. Le rendement accru dépend de la proportion de chaleur perdue que l'on peut transformer en travail utile. Dans les usines fonctionnant suivant les techniques classiques d'utilisation de la vapeur et le cycle de Rankine à caloporteur organique, ce rapport est fonction des propriétés thermodynamiques du caloporteur lui-même. Les caractéristiques d'un cycle de Rankine utilisant le Fluorinol 85 apparaissent à la figure 5.

À 1000°F environ, ce cycle fonctionne avec le F-85 à un niveau comparable à la vapeur tandis que sous 500°F, un caloporteur autre que le F-85 donnerait de meilleurs résultats.

La *Sundstrand Energy Systems* des États-Unis et la *Borsig* en Allemagne fédérale produisent des moteurs pour cycle de Rankine organique capable de produire environ 600 à 6000 kW à partir de la chaleur perdue, à une température supérieure à 600°F.

Pour les installations uniques où le gaz à une température de 800°F à l'entrée, il faut un débit massique de 75 000 lb/h pour produire 500 kW d'électricité.

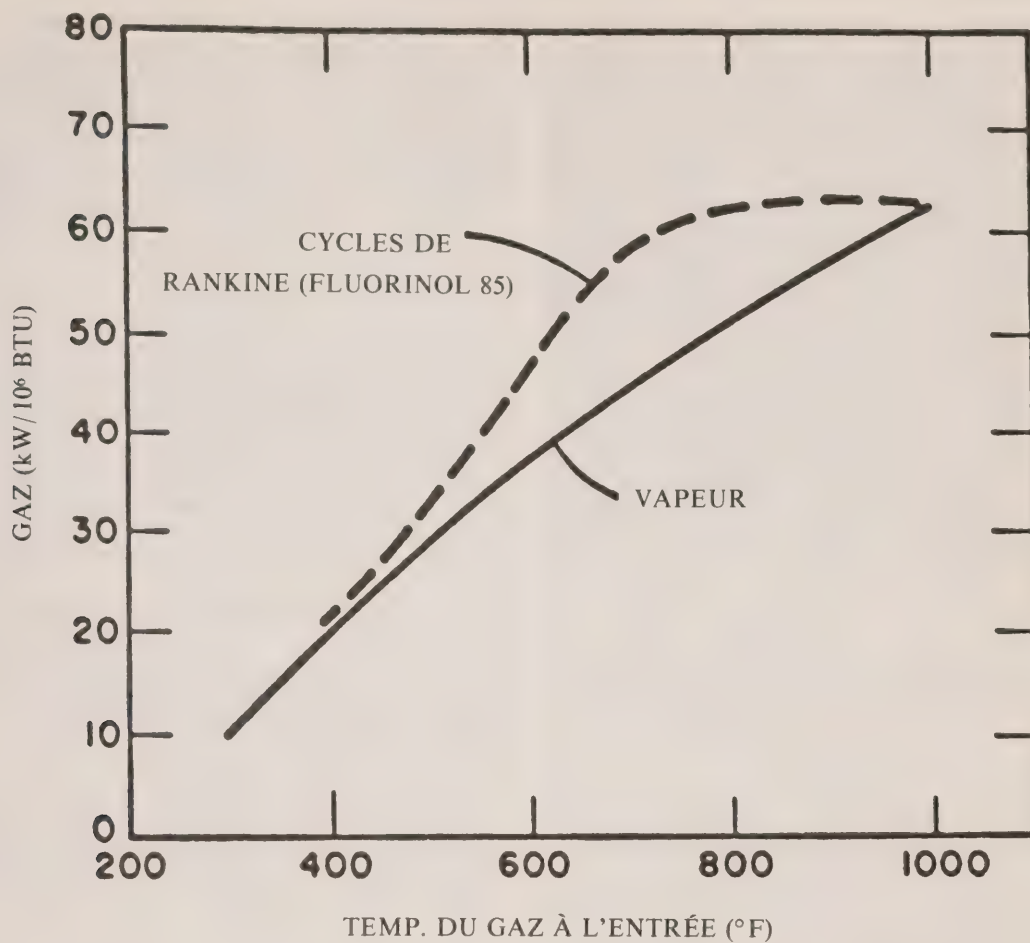


ASSUMPTIONS:  $T(\text{GAS})_{\text{in}} - T(\text{STEAM})_{\text{out}} = 100^{\circ}\text{F}$

PINCH POINT =  $40^{\circ}\text{F}$

OVERALL STEAM  
TURBINE-GENERATOR  $\eta = 68\%$

**Maximum Power Potential for Bottoming Plants**



HYPOTHÈSES T (GAZ) ENTRÉE-T (VAPEUR) SORTIE = 100° F  
POINT CRITIQUE = 40° F  
RENDEMENT D'ENSEMBLE  
GÉNÉRATRICE-TURBINE À VAPEUR = 68%

Puissance maximale d'une installation par prélèvement à la base



## 2. Fuel Considerations for a Cogeneration System

In order to produce electricity in a topping cogeneration station, industries would have to purchase additional fuel for this purpose. A steam turbine can use almost any fuel, therefore it is economics which will determine the choice of fuel. In the case of a gas turbine, it is limited to natural gas and light distillates. The National Energy Board estimates that all fuels will continue to be available in Canada for at least the next ten years. Beyond that period, the availability of crude oil will depend on exploration and development successes in the off-shore and frontier areas of Canada. It is also apparent that the world is using up known reserves of economically accessible oil faster than new supplies are being found. Canada's commitment to the International Energy Agency to reduce its crude oil consumption by 2.5% per year precludes the use of oil-based products for cogeneration. However, natural gas is available in Western and Central Canada, and most of the existing large boilers in industry are fired by this fuel. Development of cogeneration would increase the use of natural gas by about  $60 \times 10^6$  Mcf/yr, but this would allow for the use of gas turbine technology in Canada.

Municipal waste, forest by-products and coal from Western Canada are other fuels suitable for cogeneration.

## 3. Cogeneration Potential in Canada

Several studies commissioned by the Department of Energy, Mines and Resources and other organizations have estimated the technical cogeneration potential in Canada to be 3000-4000 MW. A recently completed study by Acres-Shawinigan Ltd. projected the potential by the year 2000 to be 3373 MW, using steam turbine technology. If 50% of this process steam was produced with gas turbines, then the potential could be as high as 9300 MW.

The extent to which this potential could be realized is influenced by such factors as:

- cost of purchased power
- cost of fuel
- Return-on-Investment
- Government incentives

Every industrial site is unique with its specific energy balance requirements and external conditions which influence the decision issue. Therefore, the development of cogeneration will depend on a case-by-case situation. However, based on current energy conditions, a few generalities can be outlined. For most industries, a minimum after tax return on investment (ROI) of 20 percent is applicable for this type of investment. Today conventional cogeneration systems usually cannot achieve this degree of ROI, and a small increase in industrial power rate charged by utilities can have a dramatic effect on ROI. Tax structure and rapid depreciation schedules provide effective economic incentives, but the most compelling incentive to cogeneration development is concern over fuel availability and electric power pricing. Organizations applying for capital sup-

## 2. Combustibles pour un système de cogénération

Pour produire de l'électricité dans une station cogénérative par prélèvement au sommet, les industries devront utiliser plus de combustibles. Étant donné que la turbine à vapeur peut utiliser presque n'importe quel combustible, le choix de celui-ci dépendra de son coût. Les turbines à gaz sont limitées au gaz naturel et aux fractions légères du pétrole. L'Office national de l'énergie estime que tous les combustibles continueront d'être disponibles au Canada pendant au moins 10 ans. Au-delà de cette période, la disponibilité du brut dépendra des découvertes d'hydrocarbure faites au large et dans les régions éloignées du Canada, et de leur mise en valeur. Il est clair que l'humanité utilise les réserves connues de pétrole économiquement accessibles plus vite que les découvertes permettant de les remplacer. Le Canada s'est engagé envers l'Agence internationale de l'énergie à réduire sa consommation de brut de 2,5% par année, ce qui écarte l'utilisation de produits pétroliers pour la cogénération. Le gaz naturel demeure cependant disponible dans l'Ouest et le centre du Canada et la plupart des grandes chaudières industrielles existantes sont alimentées au gaz. Le développement de la cogénération accroîtrait l'utilisation de gaz naturel d'environ  $60 \times 10^{12}$  pi<sup>3</sup>/an, mais ce chiffre tiendrait compte de l'utilisation de la technologie de la turbine à gaz au Canada.

Les ordures ménagères, les sous-produits forestiers et le charbon provenant de l'Ouest du Canada sont autant d'autres combustibles acceptables pour la cogénération.

## 3. Potentiel de cogénération au Canada

Plusieurs études, commandées par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, ainsi que par d'autres organismes, ont estimé que le potentiel technique de cogénération est de l'ordre de 3 000 à 4 000 MW au Canada. Une étude récente effectuée par Acres-Shawinigan Ltd. estime le potentiel à 3 373 MW pour l'an 2 000, à partir de la technologie des turbines à vapeur. Si la moitié de cette vapeur industrielle était produite à l'aide de turbines à gaz, le potentiel pourrait alors atteindre 9 300 MW.

La mesure dans laquelle ce potentiel pourrait être réalisé dépend de facteurs comme:

- le coût de l'énergie à l'achat
- le coût du combustible
- le rendement du capital investi
- les stimulants gouvernementaux

Chaque entreprise industrielle est unique. Elle a des besoins d'équilibre énergétique propres et présente des conditions externes qui influencent la décision. Par conséquent, l'utilisation de la cogénération dépendra de chaque situation précise. On peut toutefois esquisser quelques généralités à partir des conditions énergétiques actuelles. Au point de vue financier, pour la plupart des industries, un rendement minimal de 20% après impôt s'applique à ce type d'investissement. À l'heure actuelle, les systèmes classiques de cogénération ne peuvent généralement pas atteindre cet objectif, et la faible augmentation des tarifs chargés aux entreprises par les compagnies d'électricité pourrait avoir un effet considérable sur le rendement du capital investi. Les avantages fiscaux et le taux d'amortissement rapide sont des stimulants économiques effi-

port under the FIRE program with by-products suitable for burning in boilers to produce steam, have indicated their interest in cogeneration. Other factors such as industry tradition, its practices and the unavailability of power plant personnel present problems which must be overcome. Finally, the availability of capital to produce electricity of high reliability (presently purchased from the utilities at a low price) deter the development of cogeneration in Canada.

However, these inhibiting factors are reduced or eliminated when cogeneration is viewed from the provincial utilities' point of view, or from private cogeneration utilities set up to develop cogeneration potential in Canada. These private utilities, like public utilities, would require government assistance in the form of capital grants or long term low interest loans. They can be organized as a joint venture between the users and an operating company.

In Canada, these utilities can develop more than 2000 MW of power at industrial sites, at a lower investment and operating costs than would be needed for a similar capacity to be built at central power stations. This approach can offer high efficiency, together with distributed generation and reduced transmission costs. The economic advantages of a cogeneration system to a utility are found in the conservation of primary fuels and in the freedom to choose the more economic fuels. The difference in efficiency values indicates that the savings in energy can be considerable. In Ontario alone, cogeneration can replace about 1000 MW of coal fired generation at savings of about 4000 BTU/kWh, or 1.5 million tons of imported coal.

#### 4.0 Implementation Programs

From the national point of view cogeneration systems which maximize energy savings and use abundant or renewable fuels are desirable. These requirements dictate the need for the development of new technologies and more efficient utilization of our fuels. Hence, there is a need to invest in the research and development of technologies which are capable of harnessing the energy in waste heat streams, which is lost in the production of electricity. Our programs must be designed to move in an orderly fashion through the following phases:

##### 4.1 Phase I

Promote the acceptance of the present day topping cycles among the industrial establishments. They must be designed to meet the load balances within each cogeneration establishment. As part of this program, bottoming cycles, for industries with high quality waste streams should also be publicized.

caces pour le développement de la cogénération, mais le plus important demeure l'incertitude au sujet de la disponibilité du combustible et le coût de l'électricité. Les organismes qui demandent des subventions dans le cadre du programme ERIF, pour des sous-produits combustibles pour des chaudières à vapeur, ont indiqué leur intérêt pour la cogénération. D'autres facteurs, comme les traditions de l'industrie, ses méthodes, et l'impossibilité de trouver du personnel pour les centrales présentent des problèmes qu'il faut surmonter. Enfin, le capital disponible pour la production d'électricité hautement fiable, et que l'on peut acheter des compagnies d'électricité à bas prix, entrave le développement de la cogénération au Canada.

Cependant, ces facteurs inhibiteurs sont atténués ou éliminés lorsque la cogénération est envisagée du point de vue des compagnies d'électricité provinciales, ou de l'angle des compagnies privées d'électricité établies pour développer le potentiel cogénératif au Canada. Ces compagnies privées, comme les compagnies publiques, auront besoin de l'aide du gouvernement sous forme de subventions ou de prêts à long terme à faible taux d'intérêt. Les utilisateurs et la compagnie exploitante peuvent mettre sur pied une coentreprise.

Au Canada, ces compagnies privées d'électricité peuvent générer plus de 2 000 MW d'énergie dans les installations industrielles, à un coût d'investissement et d'exploitation inférieur à celui qu'il faudrait pour une centrale électrique de puissance comparable. Cette approche peut être très efficace, combinée avec le fait que la production d'électricité est mieux répartie et que les coûts de transmission sont réduits. Les avantages économiques d'un système cogénératif pour une compagnie d'électricité se trouvent dans la conservation des combustibles primaires et dans la liberté de choisir des combustibles plus économiques. La différence dans les rendements indique que l'économie d'énergie peut être considérable. En Ontario seulement, la cogénération peut remplacer environ 1 000 MW de puissance produite à partir du charbon, soit une économie d'environ 4 000 BTU/kWh, ou 1,5 millions de tonnes de charbon importé.

#### 4.0 Programmes de mise en œuvre

Sur le plan national, les systèmes de cogénération qui utilisent des combustibles abondants ou renouvelables et maximisent l'économie de l'énergie sont désirables. En effet, si nous voulons répondre à de telles exigences, nous avons besoin de nouvelles techniques et d'une utilisation plus efficace de nos combustibles. Il faut donc investir dans la recherche et le développement de techniques qui nous permettent d'harnacher la chaleur perdue au cours de la production d'électricité. Pour ce faire, il convient d'ordonner des programmes qui se dérouleront selon les étapes suivantes:

##### 4.1 Première étape

Promouvoir le système actuel de cycle par prélèvement au sommet auprès des industries. Le cycle doit être conçu de façon à satisfaire l'équilibre des besoins internes de chaque établissement muni d'une unité de cogénération. Dans le cadre de ce programme, il y aurait également lieu de faire connaître les cycles de prélèvement à la base aux entreprises qui perdent de la vapeur de grande qualité.



In this phase no new technology is envisaged, and the stress should be placed on the marketing of this technology and on the removal of the constraints associated with this technology.

Several approaches are available to the federal government for promoting cogeneration in industry. They are capital grants, load guarantees and tax structure.

### *Grants*

The estimated total investment in cogeneration in 1980 dollars over a period of 20 years (1980-2000) is \$1,600 million. This expenditure by industry would add about 2,000 MW of capacity at an average cost of \$800 per kW. Information supplied by several large pulp and paper mills indicate that about 30-40% of the capital for cogeneration must come from grants, in order for them to justify this level of investment in this equipment. They claim that this level of support would lower the pay-back period to below 5 years—the requirement of the industry. Assuming the 40% level of assistance the total funds the government must make available to obtain 2,000 MW is \$640 million.

However, this scheme does not guarantee the success of this program since there are other constraints which are not financial but which have to be resolved by cogenerators. Technical operating problems and unavailability of experienced operators and managers will deter the development of this technology. A survey of 22 cogeneration stations in Ontario (500 MW) revealed that only four plants were operating efficiently, the rest were inefficient and costly, mostly for lack of trained operators. If the government chooses to offer grants, it would also have to set up a training program for operators. Another concern is the actual amount of conservation of energy which can be attained with grants. After the installation of generators, the management may choose to operate this capacity as peaking plants contributing savings to the company while contributing very little to the conservation of energy. Therefore, this approach to the development of the cogeneration industry is not the most effective. Other alternatives may be more suitable.

### *Increase in Electricity Price*

As was pointed out earlier in this paper electricity costs can have a dramatic effect on the return of investment (ROI) in cogeneration. There are two ways of increasing this cost:

- impose tax on electrical power sold to industry
- increase the price of fuel used in central generation stations

When the price of fuel rises the cogenerators' cost will also rise, since in most cases they purchase fuels for their boilers or processes. Hence, this scheme is not too effective.

Imposing a tax on electrical power would definitely increase ROI and would encourage investment in cogeneration. However, the level of tax must be about 20% to be an effective instrument. This level of taxation would penalize most of the

Dans cette phase, aucune nouvelle technologie n'est envisagée; on met plutôt l'accent sur la commercialisation et sur la souplesse des systèmes susmentionnés.

Les subventions, les prêts garantis et les stimulants fiscaux sont autant d'avenues qui s'offrent au gouvernement fédéral pour la promotion de la cogénération dans l'industrie.

### *Subventions*

Nous estimons que la valeur totale de l'investissement, réparti sur une période de 20 ans (de 1980 à 2000), serait de \$1 600 millions en dollars de 1980. En déboursant cette somme, les entreprises augmenteraient leur capacité d'environ 2 000 MW à raison de \$800 du kW en moyenne. Selon plusieurs grandes usines de pâtes et papiers, de 30 à 40% du capital nécessaire doit provenir de subventions pour qu'un tel investissement soit justifié. On précise que c'est dans cette proportion que l'aide permettrait de réduire la période de remboursement à moins 5 ans ce qui correspondrait aux critères de ces entreprises. Si le gouvernement fournissait 40% de la somme totale, il lui faudrait déboursier \$640 millions pour obtenir 2 000 MW.

Cette stratégie ne garantit cependant pas la réussite du programme, car il existe d'autres restrictions, sans rapport avec l'aspect financier, que doit tout de même abolir l'exploitant du cogénérateur: problèmes techniques d'exploitation, manque d'ouvriers et de cadres expérimentés. Une étude portant sur 22 stations de cogénération de l'Ontario (500 MW) a révélé que seulement 4 usines fonctionnaient bien, les autres étant dispendieuses et peu efficaces à cause du manque d'ouvriers expérimentés. Par conséquent, si le gouvernement décide d'offrir des subventions, il lui faudra également mettre sur pied des programmes de formation. Il faut également se préoccuper du degré de conservation d'énergie qui sera réalisée grâce aux subventions. Après l'installation des génératrices, la direction pourrait décider de ne les utiliser que pour les périodes de pointe, faisant ainsi des économies sans toutefois contribuer beaucoup à la conservation de l'énergie. Il serait donc préférable d'emprunter d'autres voies pour implanter la cogénération dans l'industrie.

### *Augmentation du prix de l'électricité*

Comme nous l'avons mentionné auparavant, le prix de l'électricité peut avoir des effets considérables sur le rendement du capital investi (RCI) dans la cogénération. Il y a deux moyens d'augmenter ce prix:

- imposer une taxe sur l'électricité qui est vendue aux entreprises
- augmenter le prix du combustible utilisé dans les centrales électriques

Si le prix du combustible augmente, celui du cogénérateur s'élèvera également, puisque la plupart des entreprises achètent du combustible pour leurs chaudières ou leurs opérations. Cette stratégie n'est donc pas très efficace.

L'imposition d'une taxe sur l'électricité augmenterait sûrement le RCI et dès lors, favoriserait l'investissement dans la cogénération. Cependant, pour que ce moyen soit efficace, la taxe devrait s'élever à 20% du prix. Un pourcentage aussi élevé



industries which have no technical potential, and would require some adjustments, with its inherent administrative problems.

### *Establish Cogeneration Utilities*

This is probably the most effective way of coping with cogeneration development. A cogeneration utility can overcome most of the constraints such as:

- Operating limitations and technical constraint
- Heat balances in individual plants
- Training of operators and managers
- Lowering of ROI expectations
- Increasing efficiency of the steam plants
- Introducing coal and by-products as fuels

What is suggested here is the incorporation of private companies with a goal of designing, building and operating generating stations supplying power and steam to industry. The users of these products can participate in these private utilities but they cannot control them. The prime mission of these utility corporations would be to market a complete cogeneration package to industry effectively, as a turn-key operation. In marketing a cogeneration package, each facility could be treated as a separate utility and a unique corporate entity. The user or consumer could be an equal partner with the cogeneration corporation in the joint venture and his contribution (equity) to the project could be the existing power plant. The cogeneration corporation would match the equity contribution of the user, and then negotiate the necessary additional financing required to upgrade the power plant to have a cogeneration capability.

The on-site manning of a steam plant is regulated by the various provincial bodies. The cogeneration corporation would be responsible for the training and supervision of the on-site staff according to their codes.

A central maintenance organization would be maintained by the corporation. This group would be responsible for all the joint venture installations and perform all the necessary major repairs and overhauls.

In marketing "turn-key" cogeneration facilities, each unit, while having some unique characteristics, would be standardized in its boiler and turbine design and operation. Fuels would be purchased for all the cogeneration units and therefore significant volume discounts would be available. As these cogeneration corporations could operate several installations, the use of coal can be introduced as the major source of fuel at their stations.

As there are currently only approximately 50 cogeneration facilities in industry scattered throughout the country, the technical, operating and maintenance expertise is scarce and widely distributed. The cogeneration corporations would have the distinct benefit of being able to assemble and to use the specified knowledge on a continuous basis as they market and

pénaliserait la plupart des entreprises qui n'ont pas de potentiel technique et nécessiterait conséquemment des ajustements, ces derniers n'allant généralement pas sans problèmes administratifs.

### *Centrales cogénératives privées*

C'est probablement le moyen le plus efficace de développer la cogénération. La centrale cogénérative permet d'éviter la plupart des difficultés, entre autres:

- Restrictions techniques et exploitation limitée
- Bilan calorifique des installations individuelles
- formation des ouvriers et des cadres
- Réduction du RCI escompté
- Accroissement de l'efficacité des centrales utilisant la vapeur
- Introduction du charbon et de sous-produits comme combustibles.

Nous proposons ici la constitution de compagnies privées dont l'objectif serait de concevoir, construire et exploiter des centrales qui approvisionneraient les entreprises en vapeur et en électricité. Les entreprises utilisatrices pourraient faire partie de ces compagnies mais sans en détenir le contrôle. L'objectif des compagnies serait avant tout de vendre aux entreprises des unités complètes de cogénération clé en main. Chaque installation pourrait être considérée comme une usine indépendante et comme une entité corporative distincte. L'entreprise utilisatrice pourrait être partenaire à part égale dans la compagnie et sa contribution pourrait être sa propre centrale. La compagnie de cogénération contribuerait dans une proportion équivalente, puis négocierait l'investissement additionnel que nécessiterait la transformation de la centrale pour obtenir une capacité de cogénération.

Le personnel d'une centrale thermique est soumis à la réglementation des différentes provinces. La compagnie de cogénération assumerait donc la responsabilité de la formation et de la supervision du personnel travaillant sur place, d'après cette réglementation.

La compagnie disposerait d'un service d'entretien centralisé qui effectuerait l'inspection et les réparations majeures dans les installations appartenant aux deux partenaires.

Bien qu'ayant ses caractéristiques propres, chaque usine indépendante de cogénération comprendrait une chaudière et une turbine dont la conception et le fonctionnement seraient normalisés. On achèterait le combustible pour toutes les unités de cogénération à la fois, ce qui permettrait de réduire les prix. En outre, comme les compagnies pourraient exploiter plusieurs installations simultanément, il serait possible d'introduire le charbon comme principale source de combustible dans leurs unités.

Comme il n'y a qu'environ 50 installations de cogénération et que celles-ci sont éparpillées dans tout le pays, la main-d'œuvre spécialisée dans la conception, l'exploitation et la réparation de ce genre d'installations est rare et dispersée. Les compagnies de cogénération auraient l'avantage certain de la rassembler et de l'employer régulièrement. Ainsi, le fait de

maintain their cogeneration facilities. With that expertise and the ability to standardize the cogeneration plants, standards of efficiency and performance can be set for each unit that would represent its optimum level of performance. These standards as mentioned earlier are not usually applied to cogeneration plants now, therefore most of them operate at sub-optimum levels in their use of fuels and capital.

Although there are many advantages to cogeneration corporation, from the conservation point of view, none to date have been organized in Canada to supply energy to industry. The reason for this reluctance is the high capital requirement and relatively low ROI. Without government assistance these corporations will likely never be formed. There are two levels of support required by these firms—loan guarantee and investment tax credits. These instruments are well developed and can be tailored for this purpose. Presently, loan guarantee programs such as Biomass energy loan guarantee (BELG) and investment tax credits available for promotion of investment in movies, oil, construction (MURB), etc, are some examples of what is possible. To assist cogeneration corporations in obtaining large sums of debt financing, government guarantees would have to be made available for a specified period, until these corporations established their credit. To induce private investment in this development, investment tax credits should be introduced for these corporations. Since equity financing comprises less than 30 per cent for highly capital intensive projects, the government's cost would be about 10 per cent of the total investment or about \$140 million over 20 years.

Therefore, of the three schemes outlined above, this last one is the most effective and least expensive.

#### 4.2 Phase II

This program would attempt to encourage technology transfer through publication of manuals, information brochures and technical reports, seminars and workshops to train provincial officials and potential cogeneration candidates. It would develop cogeneration policy options for provincial policy decision-makers and the electrical utility planning personnel.

#### 4.3 Phase III

Part of this program would be to activate the interest of the provincial utilities in cogeneration. This would include preparation of province-wide cogeneration implementation plans to overcome local cogeneration constraints. It may include federal grants to the provincial utilities to conduct design and feasibility studies of promising cogeneration sites, to help industries and utilities evaluate the merits of cogeneration investments for specific sites.

pouvoir normaliser les cogénérateurs et de disposer d'une main-d'œuvre spécialisée permettrait de fixer des critères maximum d'efficacité et de rendement pour chaque unité. Comme nous l'avons mentionné auparavant, ces critères ne sont habituellement pas appliqués aux centrales de cogénération actuelles et la plupart d'entre elles ne donnent pas leur plein rendement.

Bien que l'on trouve de nombreux avantages au système de compagnies de cogénération, du point de vue de la conservation de l'énergie, il n'en existe encore aucune au Canada qui fournisse de l'énergie à l'industrie. Cette réticence s'explique par l'importance de l'investissement requis et le RCI relativement faible qu'on peut en espérer. Il est probable que ces compagnies ne verront jamais le jour sans l'aide du gouvernement. Leur constitution nécessite deux formes d'aide: les prêts garantis et les dégrèvements d'impôts pour investissements. Ces deux formes d'assistance sont déjà bien rodées et l'on peut les adapter. Les programmes actuels de prêts garantis comme la garantie de prêts pour l'exploitation énergétique de la biomasse (GPEEB) et les dégrèvements d'impôts qu'on applique pour encourager les investissements dans le cinéma, le pétrole et la construction donnent une idée des possibilités. Afin d'aider les compagnies à contracter de gros emprunts, le gouvernement devra leur offrir des garanties pour une période donnée, c'est-à-dire jusqu'à ce qu'elles aient pu établir leur crédit. De plus, pour encourager l'investissement privé, il faudra permettre aux compagnies de bénéficier du dégrèvement d'impôt pour investissements. Étant donné que le financement sans emprunt se limite à moins de 30 p. 100 dans le cas de projets mobilisant des capitaux élevés, la participation gouvernementale couvrirait à peu près 10 p. 100 de l'investissement total, soit environ \$140 millions, répartis sur une période de 20 ans.

En conclusion, il ressort que des trois stratégies décrites auparavant, la dernière est la plus efficace et la moins coûteuse.

#### 4.2 Deuxième étape

Un programme viserait à encourager la diffusion des techniques par le truchement de manuels, de brochures, de rapports techniques, de séminaires et d'ateliers de travail; on pourra ainsi former les agents provinciaux et les personnes susceptibles de travailler dans le domaine de la cogénération. Le programme présenterait en outre l'option de la cogénération aux planificateurs provinciaux et à ceux des compagnies d'électricité.

#### 4.3 Troisième étape

Dans une certaine mesure, ce programme servirait à stimuler l'intérêt des compagnies provinciales d'électricité pour la cogénération. Cela supposerait la planification d'une implantation de la cogénération à la grandeur de la province, pour résoudre les problèmes qui se poseraient localement. Cela pourrait également comprendre des subventions fédérales qui permettraient aux compagnies provinciales d'électricité de réaliser des études de conception et de faisabilité à des emplacements prometteurs afin d'aider les compagnies d'électricité et les industries à juger de la rentabilité de la cogénération à ces emplacements.



Heat balance of the cogenerator is an important consideration for the economic operation of the system. In cases where a more economic installation (economies of scale) would force industry to sell power to utilities, the price paid for the energy must be sufficient to cover industrial operating and fuel costs.

This is not always the case because of unrealistic utility pricing schedules to large users, which are often based on average capacity costs rather than the cost of new capacity. Another factor is the standby schedules. There is a fundamental problem if the industry requires the utility to supply backup power when the utility is operating at peak levels. This in effect means that the utility must own and maintain an extra generation reserve, to the ensure total reliability. The probability of a simultaneous failure of numerous cogeneration plants is small. Hence, the amount of redundancy should be determined after having considered the probability of simultaneous outage. Presently, a utility considers the total cogeneration system to be one large unit. In general, programs must stimulate industry's interest, demonstrate the latest technology and illustrate creative ownership/operating contractual arrangements.

## 5.0 Technology and R & D

In the industrial sector, cogeneration includes topping cycles and bottoming cycles. In the near term, topping cycle cogeneration provides a greater opportunity for energy savings because of the ready availability of appropriate technologies and because low temperature processes in industry (using by-product steam from the cogeneration) account for the majority of our total demand. Hence, in industry there is a ready market for both products of cogeneration—electricity and steam. Industrial cogeneration using topping cycle takes advantage of the rejected steam or hot water from the turbine generating electricity. This steam can be used to supply industrial processes. The over-all efficiency of this cycle can be as high as 80%. Where electrical power can be utilized, the greatest energy savings accrue from the highest efficiency thermodynamic cycle whose heat rejection rate and temperature are capable of meeting the requirements of the industrial processes. In effect, large amounts of electrical power are produced as a by-product of the thermal energy demand.

The principal technologies currently available for cogeneration include:

- Extraction Steam Turbine Generation,
- Gas Turbine System with Waste Heat Boiler, and

- Diesel with Waste Heat Recovery.

The successful development of industrial cogeneration systems in Canada will depend on the programs designed to market these technologies through the removal of barriers and through the investment in Research and Development in new technologies suitable for the Canadian situation. The following programs outline the proposed direction in the R & D field.

Il est important de tenir compte du bilan thermodynamique du cogénérateur si l'on veut exploiter ce système de façon économique. Dans les cas où l'existence d'une installation plus économique (économies d'échelle) obligerait l'entreprise à vendre de l'énergie à la compagnie d'électricité, le prix de cette énergie devrait être suffisamment élevé pour couvrir les coûts d'exploitation et de carburant.

Ce n'est pas toujours ce qui arrive: l'échelle tarifaire qu'applique les compagnies d'électricité à ses gros clients, peu réaliste, est souvent établie d'après le coût moyen en production maximale plutôt que celui d'une nouvelle installation. La fixation des prix pour les périodes de pointe entre aussi en ligne de compte. En effet, on aura de sérieux problèmes si l'entreprise a besoin d'électricité d'appoint du réseau provincial quand ce dernier fonctionne déjà à son maximum. En pratique, cela signifie que pour être fiable, le réseau provincial doit conserver une réserve d'énergie. Il y a peu de chances que de nombreux cogénérateurs isolés tombent en panne au même moment. Il faut donc calculer la probabilité de pannes simultanées pour déterminer la quantité d'énergie de surplus nécessaire. En ce moment, les compagnies d'électricité considèrent tout le système de cogénération comme une grande entité. En général, les programmes doivent stimuler l'intérêt de l'industrie pour la cogénération, expliquer la technologie la plus récente et faire valoir les possibilités que présentent les contrats propriétaires-exploitants.

## 5.0 Technologie et R & D

Dans le secteur industriel, la cogénération se fait sous forme de cycles par prélèvement au sommet ou à la base. A court terme, la cogénération par prélèvement au sommet permet des économies d'énergie plus considérables, car son application technique est déjà réalisable et la demande en énergie thermique est surtout le fait d'opérations industrielles à basse température (utilisation de la vapeur d'eau, sous-produit de cogénération). Il y a donc des débouchés assurés pour la vapeur et l'électricité, les deux produits de la cogénération. Dans le système de cogénération par prélèvement au sommet, on tire profit de la vapeur ou de l'eau chaude rejetées par la turbine qui produit l'électricité. Cette vapeur peut activer des opérations industrielles. Le rendement d'ensemble de ce cycle peut atteindre 80 p. 100. Ainsi, quand on peut utiliser la grande quantité d'électricité formée comme sous-produit au cours de la production de chaleur, l'économie d'énergie est maximale et peut-être réalisée grâce au cycle thermodynamique le plus efficace qui soit, celui dont la température et le taux de dégagement de chaleur satisfont aux exigences de l'industrie.

Voici les techniques les plus couramment utilisées en cogénération:

- Turbine à vapeur produisant de la chaleur par extraction
- Turbine à gaz combinée à une chaudière de récupération de la chaleur perdue
- Système diesel combiné à un système de récupération de la chaleur perdue

Notre succès dépend des programmes de mise en marché des systèmes de cogénération industrielle; ceux-ci passent par l'abolition des barrières tarifaires et l'investissement dans la recherche et le développement de nouvelles techniques adaptées aux besoins du Canada. Les programmes suivants esquissent l'orientation générale que nous proposons pour la R & D.



1. Encourage the use of the forest by-products, municipal waste and other fuels such as coal and peat in the cogeneration systems. This type of fuel can provide energy both to the industrial systems as well as to the utilities. The direction of the R & D funds would be to find a method of converting these fuels to electricity with external fired engines. One such engine can be a Sterling type for small generators (100-200 HP) for sawmills using their by-products.

2. Undertake a comprehensive study of the possible use of waste heat from industrial processes to generate electricity. Based on the finding of this study invest R & D funds to test the feasibility of two technologies suitable for this purpose. Organic Rankine Cycle engines and Sterling Engine should be considered for this study.

3. Accelerate component development of the advanced cogeneration equipment available for both bottoming cycles and topping cycles. One of the major objectives of this program should be to develop reliable, efficient engines which are capable of operating with industrial waste fuels or with industrial waste heat streams. This component development is also relevant to other industrial energy conservation functions and activities, such as waste heat recovery, utilization of the alternative fuels, waste material and process residuals, development of improved fuel handling equipment, development of improved pollution control equipment. This would ensure optimization energy flows in energy cascading systems.

1. Encourager l'utilisation des sous-produits forestiers, des ordures ménagères, du charbon et de la tourbe comme combustibles pour la cogénération. Ces combustibles peuvent fournir de l'énergie aussi bien aux systèmes industriels qu'aux centrales électriques. Les chercheurs auraient pour tâche de mettre au point une méthode pour convertir ces combustibles en électricité par un système à chauffage externe. Ce pourrait être, par exemple, un moteur du type Sterling pour les petites génératrices (de 100 à 200 C.V.) utilisé par les scieries qui brûlent leurs sous-produits.

2. Entreprendre une étude complète des possibilités d'utilisation de la chaleur perdue au cours des opérations industrielles, pour produire de l'électricité. Puis, d'après les résultats de cette étude, déterminer s'il est possible d'appliquer deux techniques jugées appropriées dans cette situation: le moteur à cycle de Rankine à caloporteur organique et le moteur Sterling.

3. Accélérer la mise au point des pièces destinées à la cogénération par prélèvement à la base et au sommet. Un des principaux objectifs de ce programme serait de créer des moteurs fiables et à haut rendement, capables de fonctionner à partir de combustibles résiduels ou de chaleur perdue. Ces progrès serviraient aussi à d'autres systèmes de conservation de l'énergie comme la récupération de remplacement, des déchets et des résidus d'opération, ainsi qu'au perfectionnement de meilleurs systèmes pour la manutention des combustibles et pour le contrôle de la pollution. Cela optimiserait en outre le rendement des systèmes thermodynamiques en cascade.

## APPENDIX "AEEA-19"

## THE SOFT ENERGY PATH

An energy strategy built upon high rates of use of non-renewable resources cannot last—even if we "add-on" a bit of conservation and a touch of solar.

An energy strategy built upon conservation and the use of renewable resources will certainly last—and will at the same time bring positive social, environmental, and economic benefits. Friends of the Earth refers to such a strategy as the "Soft Energy Path"—a policy direction that Canada can and must take.

There is little dispute that both conservation and renewables are desirable "elements" of an energy strategy. In the Soft Path, they are more than "elements"—they form the foundation. Though there can be little dispute about the desirability of such a foundation, there are those who question its feasibility.

In a pioneering study, Friends of the Earth has now clearly demonstrated this feasibility. Energy analysts from every Canadian province have produced an authoritative "first-cut" look at the potential for a Canadian Soft Energy Path. The results are striking: Canadian energy demand in 2025 need not be significantly larger than it is today, and most of that demand could be met from renewable sources. Other studies show that an economy built on such an energy future would produce more jobs and be less inflationary than our present course, which requires heavy investment in such expensive sources as Arctic oil and nuclear reactors.

The table below presents FOE's province-by-province results in summary form. It should be stressed that the information is the early output from on-going research. It is not definitive—it is indicative. Most of all, it is encouraging; it points us towards a sustainable future.

## APPENDICE «AEEA-19»

## LA VOIE DOUCE DE L'ÉNERGIE

Des politiques énergétiques fondées sur une grande utilisation de ressources non renouvelables ne peuvent continuer à être élaborées, même si l'on y greffe quelques principes d'économie d'énergie et d'exploitation de l'énergie solaire.

Par contre, des politiques énergétiques fondées sur l'économie d'énergie et l'utilisation de ressources renouvelables sont tout à fait indiquées et apportent simultanément divers avantages des points de vue social, économique et environnemental. Les Amis de la Terre jugent que le Canada est en mesure d'adopter et se doit d'adopter une telle approche qu'ils qualifient de «Voie douce de l'énergie».

Il est évident que l'économie d'énergie et les ressources renouvelables constituent des éléments souhaitables de toute politique énergétique. Dans la «Voie douce de l'énergie», ils sont plus que des composants; ils forment la base. Une telle approche est souhaitable mais certains se demandent si elle est réalisable.

Une étude préliminaire effectuée par les Amis de la Terre a permis de le démontrer. Des experts en énergie de chaque province du Canada ont étudié les possibilités de la «Voie douce de l'énergie» et leurs résultats sont assez révélateurs: en 2025, les besoins énergétiques du Canada ne seront pas beaucoup plus élevés qu'ils ne le sont maintenant et pourront être satisfaits à partir de ressources renouvelables. D'autres études démontrent qu'une économie fondée sur une telle politique créerait plus d'emplois et serait moins inflationnaire que les mesures actuelles qui exigent de gros investissements (pétrole de l'Arctique, réacteurs nucléaires...)

Le tableau ci-dessous résume les résultats de l'étude. Il faut cependant souligner qu'il s'agit de résultats préliminaires qui sont présentés à titre indicatif seulement. Ceux-ci nous permettent toutefois d'entrevoir une autonomie énergétique durable pour le Canada dans un proche avenir.

Province	Base year (normally 1975) end use demand (in petajoules)	2025 end use demand (in petajoules)	Percentage of 2025 demand derivable from renewables
Newfoundland	126.8	155.3	Scenario I 40% Scenario II 59%
Nova Scotia	83	134	analysis not yet available
Prince Edward Island (Note: for PEI and NS figures are for tertiary use)	6.3	5.7	96%
New Brunswick	145.2	Scenario I 160.0 Scenario II 140.2	87% 99%
Quebec	1257	Scenario I 1300 Scenario II 942	analysis not yet available
Ontario	2087	2824	65%
Manitoba (Note: figures exclude the agricultural sector)	229.7	308.3	72%
Saskatchewan	233.8	Scenario IIa 341.3 Scenario IIIb 156.9	68% 100%
Alberta (Note: figures do not include fossil fuels used for petrochemical feedstock)	689	942	22% (primary energy)
British Columbia	731	677	100%



Province	1975 Demande—utilisation finale (en pétajoules)	2025 Demande—utilisation finale (en pétajoules)	% de la demande de 2025 dérivé de ressources renouvelables
Terre-Neuve	126.8	155.3	Scénario I 40% Scénario II 59%
Nouvelle-Écosse	83	134	Analyse non disponible
Île-du-Prince-Édouard (Remarque: les chiffres pour l'Î.-P.-É. et la N.-É. s'appliquent à des usages tertiaires)	6.3	5.7	96%
Nouveau-Brunswick	145.2	Scénario I 160.0 Scénario II 140.2	87% 99%
Québec	1257	Scénario I 1300 Scénario II 942	Analyse non disponible
Ontario	2087	2824	65%
Manitoba (Remarque: les chiffres n'incluent pas le secteur agricole)	229.7	308.3	72%
Saskatchewan	233.8	Scénario IIa 341.3 Scénario IIb 156.9	68% 100%
Alberta (Remarque: les chiffres n'incluent pas les combustibles fossiles utilisés dans l'industrie pétrochimique)	689	942	22%
Colombie-Britannique	731	677	100%

The Soft Energy Path is feasible and desirable—but how do we get there? FOE has launched a programme to identify and prioritize—on a province-by-province basis—implementation strategies. This programme is looking at institutional barriers (everything from building codes through to access to capital), financial biases, energy pricing, planning practices, information limitations and more. Such work is important, but the results will be meaningless without one major first step: a national political commitment to the Soft Energy Path.

The provincial studies upon which the above chart is based have been (or will be) published in *Alternatives: Journal of Friends of the Earth*.

Volume 8:3/4 General Information on Soft Energy Path Studies: Newfoundland, Ontario, Saskatchewan

Volume 9:1 New Brunswick, Manitoba, Alberta

To be announced: Nova Scotia, Prince Edward Island, Québec, British Columbia

Subscriptions to *Alternatives* are available from Friends of the Earth for \$10 (4 issues) or \$25 (12 issues). Single copies are available for \$2.75 each.

Friends of the Earth/Les Amis de la Terre, P.O. Box 569, Station B, Ottawa, Canada K1P 5P7, Tel. (613) 231-2742

Mais comment s'avancer dans la voie douce de l'énergie? Les Amis de la Terre ont préparé un programme visant à identifier, à l'échelle des provinces, les stratégies de mise en œuvre. Il porte principalement sur les diverses contraintes d'exploitation (à partir des règlements sur le bâtiment jusqu'aux engagements de capitaux), les aspects financiers, le coût de l'énergie, les méthodes de planification, l'accès aux informations, etc. Il s'agit là de travaux importants mais dont les résultats ne porteront fruit que si le Canada s'engage vers la voie douce de l'énergie.

Les études provinciales qui ont servi de base au tableau ci-dessus ont été (ou seront) publiées dans *«Alternatives»*, la revue des Amis de la Terre.

Volume 8:3/4 Renseignements généraux sur les études relatives à la voie douce de l'énergie: Terre-Neuve, Ontario, Saskatchewan

Volume 9:1 Nouveau-Brunswick, Manitoba, Alberta

A venir: Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard, Québec, Colombie-Britannique

Pour s'abonner à la revue *«Alternatives»*, s'adresser aux Amis de la Terre. L'abonnement est de \$10 pour 4 numéros ou de \$25 pour 12 numéros. Prix d'un numéro: \$2.75.

Friends of the Earth/Les Amis de la Terre, C.P. 569 Succursale B, Ottawa K1P 5P7, Téléphone: (613) 231-2742

## APPENDIX "AEEA-20"

## APPENDICE «AEEA-20»

## TESTIMONY OF JOHN B. ROBINSON

## TÉMOIGNAGE DE JOHN B. ROBINSON

TO THE SPECIAL COMMITTEE ON ALTERNATIVE  
ENERGY AND OIL SUBSTITUTIONDEVANT LE COMITÉ SPÉCIAL DE L'ÉNERGIE  
DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE

JULY 31, 1980

31 JUILLET 1980

1. You have heard from Mr. Torrie something about FOE's overall perspective on long-run energy policy issues. I would like to narrow the focus somewhat and talk a little about what have been called soft energy paths (SEP's) and also say something about the difference between SEP studies and conventional analyses of long-run energy policy options. Following that, Ms. Lajambe will present the details of one particular SEP study, that for the province of Quebec.

1. Vous avez entendu les propos de M. Torrie au sujet des perspectives globales du FOE (Amis de la terre) concernant des politiques énergétiques à longue échéance. J'aimerais préciser un peu le sujet et parler de ce qu'on a appelé les voies douces de l'énergie (SEP), ainsi que de la différence entre les études des SEP et les analyses classiques des options de politiques énergétiques à long terme. À la suite de quoi, Mad Lajambe présentera des détails sur une étude particulière de SEP, soit celle pour la province de Québec.

2. The term "soft energy path" refers to a particular energy policy path, or direction of policy. A SEP would be represented, at the national level, by a coordinated set of federal energy policies intended to make possible a society primarily or totally dependent upon renewable energy resources by some future date, for example 2025 A.D. As Mr. Torrie has already indicated, this goal implies a substantial commitment to energy conservation in order to ensure that demands do not rise beyond the point where they can be supplied by renewable energy flows. It is this inescapable interconnection between energy conservation and the use of renewable energy resources, together with an emphasis upon the uses to which energy is put, that underlies the strong demand-orientation of SEP policies.

2. L'expression «voie douce d'énergie» désigne une voie, orientation ou politique énergétique particulière. À l'échelle nationale, un SEP serait constitué d'un ensemble coordonné de politiques énergétiques fédérales, conçues pour rendre un pays essentiellement ou totalement dépendant des seules ressources énergétiques renouvelables, et ce à une date future, par exemple 2025. Comme l'a déjà souligné M. Torrie, ce but suppose un engagement ferme dans le sens des économies d'énergie, de telle façon que la demande ne dépasse pas le niveau où elle ne pourra plus être satisfaite par les circuits d'énergie renouvelable. C'est ce lien indissoluble entre les économies d'énergie et l'emploi des ressources énergétiques renouvelables, de concert avec les diverses utilisations de l'énergie, qui est à la base de la forte orientation des politiques des SEP vers la demande.

3. Because proposals for SEP policies challenge conventional wisdom on energy policy derived from the days when fossil fuel resources were cheap and plentiful, and because they are incompatible with the prevailing direction of past and present supply-oriented policies, such proposals have rarely been examined seriously by energy policy-makers. Where they have been so examined, as in Sweden or California, they have speedily become important or preferred policy options. Elsewhere, however, and certainly with respect to federal energy policy in Canada, SEP policies can perhaps best be referred to as "the neglected option". As Mr. Torrie has indicated this is tantamount to a long-run commitment to the nuclear option.

3. Comme les propositions en faveur des politiques des SEP remettent en question la philosophie des politiques énergétiques classiques, issue de l'époque où les ressources en combustibles fossiles étaient abondantes et peu coûteuses, et vu qu'elles sont incompatibles avec l'orientation dominante des politiques passées et présentes qui allaient dans le sens de l'approvisionnement, ces propositions ont plus ou moins été négligées par les décideurs. Là où s'y est intéressé, en Suède et en Californie notamment, elles ont très vite pris de l'importance et se sont imposées comme options politiques. Ailleurs, cependant, et particulièrement au niveau des politiques énergétiques comme une «option négligée». Cela équivaut, comme l'a fait remarquer M. Torrie, à un engagement à long terme dans le sens de l'option nucléaire.

4. Despite this official neglect, there has emerged an increasing number of analyses of SEP options by academics, public interest groups, and other researchers. These studies, undertaken in dozens of countries, including Canada, have demonstrated clearly that SEP's are technically and physically feasible policy options. That is there are no physical or technological obstacles to the large-scale development of renewable energy supplies and energy conservation policies. The resources are there and the technology and policies necessary to develop them, and to substantially increase the efficiency with which we use energy, are both available. Moreover it now seems clear that in Canada and elsewhere primary reliance upon renewable energy supplies could be attained by 2025 without significant lifestyle changes and with continued strong economic growth.

4. En dépit de cette négligence officielle, on a noté un nombre croissant d'analyses des options de SEP par des universitaires, des groupes de défense des intérêts du public, et d'autres chercheurs. Ces analyses, entreprises dans des dizaines de pays, y compris le Canada, ont clairement montré que les SEP constituent des options techniquement et matériellement réalisables. Autrement dit, il n'existe aucun obstacle matériel ou technologique au développement à grande échelle de l'approvisionnement en énergie renouvelable et de politiques d'économies d'énergie. Les ressources existant déjà, tout comme la technologie et les méthodes nécessaires pour les exploiter et accroître sensiblement le rendement de notre utilisation de l'énergie. De plus, il semble maintenant évident que, au Canada et ailleurs, on pourra, d'ici l'an 2025, passer à un approvisionnement par énergie essentiellement renouvelable.



5. The major questions with respect to SEP policy proposals concern not their feasibility but their viability in particular instances and localities. That is, it remains to examine the economic viability and socio-economic and environment implications of particular SEP policies in specific applications. This shift in the focus from the general to the particular is symptomatic of the increasing maturity of SEP proposals.

6. The question of the economic viability of SEP policies is complicated by significant costing and pricing asymmetries. The existence of price subsidies for conventional fuels, tax incentives for the existing energy industries, R&D support for conventional energy sources, and unequal access to capital, all combine to make it very difficult to equitably compare, for example, solar space heating with gas or nuclear electric space heating. Nevertheless the obvious economic and other advantages implied in reducing our reliance upon increasingly scarce and expensive, and partly foreign-controlled, non-renewable energy supplies is such as to indicate clearly the desirability of closely examining the soft path options.

7. It is important to recognize that the conclusions concerning the feasibility of SEP options now emerging out of the studies mentioned above could not have been reached by means of conventional analyses based upon traditional energy forecasting methods. Energy forecasting, because it is necessarily based upon the projection forward of past supply and demand trends and relationships (tempered by the judgments of forecasters, which are themselves based on past experience), is inherently incapable of showing us futures incompatible with present trends. In other words there is a built-in status quo bias in energy forecasting which makes it impossible for such techniques to reveal the supply and demand patterns characteristic of SEP futures. This is one reason that official analyses, based as they all are upon energy forecasts, ignore or downplay SEP policies. It is also the reason that SEP analysts use an alternative method, which we call energy backcasting.

8. Energy backcasting is a method of uncovering energy futures that are invisible to those using more conventional methods of analyses. It is based upon the recognition that energy policy is a means to an end and not an end in itself. This implies an emphasis upon the purposes for which energy is used, that is an end-use or demand-orientation of analysis and policy. This is in contrast to existing supply-oriented approaches.

9. Backcasting involves developing, on the basis of an analysis of energy end-uses and possible conservation policies, and end-point energy future (represented, for example, by certain levels and patterns of energy demand in the year 2025) and

ble, sans modifications majeures de notre mode de vie, et sans interruption de la croissance économique.

5. Les questions qui demeurent, relativement aux propositions de politiques de SEP, concernent non pas leur faisabilité, mais plutôt leur viabilité dans des conditions ou des régions particulières. C'est-à-dire qu'il reste à examiner la viabilité économique et socio-économique, ainsi que les conséquences pour l'environnement, de certaines politiques de SEP dans des domaines d'application précis. Ce passage du général au particulier est symptomatique de la maturité croissante des propositions SEP.

6. La question de la viabilité économique des politiques de SEP se complique par la grande disparité des coûts et de la fixation des prix. Les subventions pour équilibrer le prix des combustibles classiques, l'encouragement d'ordre fiscal des industries énergétiques existantes, l'aide à la R et D pour les sources d'énergie traditionnelle, et l'accessibilité inégale aux capitaux d'investissement sont tous des facteurs qui rendent très difficile à comparaison entre, par exemple, le chauffage à l'énergie solaire et le même chauffage à l'électricité nucléaire ou au gaz. Mais, malgré tout cela, les avantages économiques et autres, que laisse entrevoir la diminution de notre dépendance vis-à-vis d'un approvisionnement en énergie non renouvelable de plus en plus rare et coûteuse, partiellement sous contrôle étranger, sont si nets qu'une étude approfondie des options de voie douce s'impose de toute évidence.

7. Il faut admettre qu'il aurait été impossible d'en arriver, par des analyses traditionnelles fondées sur les méthodes prévisionnelles classiques dans le domaine énergétique, aux conclusions relatives à la faisabilité des options de SEP émergeant maintenant des études mentionnées précédemment. Les prévisions énergétiques sont nécessairement fondées sur la projection dans le futur, de l'approvisionnement, des tendances de la demande et des liens prévalant par le passé (facteurs modérés par les spécialistes en prévisions, qui s'appuient eux-mêmes sur les expériences du passé), et ne peuvent donc nous révéler l'incompatibilité des événements futurs et des tendances actuelles. En d'autres termes, il existe, au niveau des prévisions énergétiques, un handicap structurel qui empêche d'obtenir les caractéristiques de l'approvisionnement et de la demande des SEP dans le futur. Il s'agit là d'une des raisons pour lesquelles les analyses officielles, qui sont toutes fondées sur des prévisions énergétiques, ignorent ou négligent les politiques des SEP. C'est aussi pourquoi les analystes des SEP ont recours à une autre méthode, que nous appelons prévisions énergétiques «rétroactives».

8. Les prévisions rétroactives consistent à dévoiler des futurs énergétiques qui restent cachés aux yeux de ceux utilisant des méthodes d'analyse classique. Elles sont fondées sur le fait que toute politique énergétique constitue en elle-même une fin et non un moyen. Cela signifie qu'il faut insister sur le but de l'utilisation de l'énergie, c'est-à-dire sur la destination finale ou l'orientation de la demande en ce qui concerne l'analyse et la politique. Un tel processus est contraire aux méthodes actuelles, fondées sur l'approvisionnement.

9. Les prévisions rétroactives supposent la caractérisation, d'après une analyse de l'utilisation finale de l'énergie et des politiques d'économies possibles, d'un «point ultime» pour le futur énergétique (représenté, par exemple, par certains



then determining how to get to that end-point from the present. Because it involves a choice and analysis of end-point goals (i.e. because it is openly normative) backcasting requires that the assumptions built into the analysis be made explicit, unlike forecasting where the assumptions (e.g. that future energy demand patterns will be like those in the past) are all implicit. Once end-point levels and patterns of energy demand have been derived, it is necessary to "work backwards" from that future end-point in order to determine what supply policy measures will be necessary to be able to supply as much as possible of those end-point demands with renewable resources. Thus the supply policy backcast involves tracing out transitional policies that will shift us from primary dependence on non-renewable supplies to primary reliance upon renewable sources.

10. Over the past two years SEP backcasting studies have been carried out for each province of Canada. These studies represent a first attempt to narrow the focus of SEP analyses in the way suggested (in paragraph 5) above. The results of these studies indicate, in more detail than was possible in the national SEP studies that preceded them, that SEP's offer a feasible and desirable long-term goal for each region and province of Canada.

A summary sheet indicating some of the main findings of the provincial studies is enclosed with our testimony and in a moment you will hear from Ms. Hélène Lajambe, author of the Quebec study.

Before you hear from Ms. Lajambe, however, I would like to finish by emphasizing three general conclusions that have emerged not only from the Canadian SEP studies but also from those done elsewhere.

a) The first is that soft energy paths are feasible and appear desirable but need to be examined in more detail in order to determine their viability, implications, and necessary implementation strategies in specific applications.

b) Secondly, it is apparent that the main barriers to SEP futures are not technical but institutional, economic and attitudinal.

c) Finally, and perhaps most importantly, the results of these studies emphasize that the future is not pre-determined. What our energy future will be depends upon the policy choices we make now and in the future. That is, within the broad constraints set by physical and demographic realities, we can create the kind of energy future that we want.

niveaux et types de demande énergétique en l'an 2025), puis la détermination des moyens pour y arriver à partir du présent. Comme cette méthode nécessite un choix et une analyse des objectifs correspondant à un point ultime (c'est-à-dire qu'il y a normativité ouverte), il faut expliciter les hypothèses introduites dans l'analyse, contrairement au processus non rétroactif où les hypothèses (comme, par ex., le type de demande énergétique future sera comparable à celui du passé) sont toutes implicites. Une fois obtenus les niveaux et les types de demande énergétique au point ultime, il faut revenir «en arrière» à partir de ce point de façon à déterminer quelles politiques d'approvisionnement permettront de satisfaire aux demandes en ce même point avec le maximum possible de ressources renouvelables. Ainsi, les prévisions rétroactives pour les politiques d'approvisionnement supposent l'élaboration de politiques transitoires qui nous feront passer d'une dépendance primaire d'approvisionnements non renouvelables, à une dépendance primaire de sources renouvelables.

10. Ces deux dernières années, des études prévisionnelles «rétroactives» de SEP ont été conduites pour chaque province du Canada. Elles constituent une première tentative pour focaliser les analyses de SEP dans le sens décrit précédemment (paragraphe 5). Les résultats de ces études montrent, de façon plus détaillée que ne le permettaient les analyses de SEP précédentes à l'échelle nationale, que les SEP représentent un objectif réaliste et souhaitable à long terme pour chaque région et province du Canada.

Une feuille-résumé présentant certains des principaux résultats des études provinciales est annexée à notre témoignage, et, dans un instant, vous entendrez Mad Hélène Lajambe, auteur de l'étude du Québec.

Cependant, avant son intervention, j'aimerais terminer en précisant trois conclusions générales à partir non seulement des études canadiennes de SEP mais aussi des analyses effectuées ailleurs.

a) En premier lieu, les voies douces de l'énergie sont réalisables et semblent souhaitables; cependant, il faudra encore les étudier plus en détail pour déterminer leur viabilité, les implications, et les stratégies d'application nécessaires dans des cas particuliers.

b) Deuxièmement, il apparaît que les principaux obstacles à l'avenir des SEP ne sont pas d'ordre technique, mais se situent au niveau des institutions, de l'économie et des attitudes.

c) Enfin, peut-être le point le plus important, les résultats de ces études montrent que le futur n'est pas déterminé à l'avance. Autrement dit, nous pouvons, dans les limites des larges contraintes imposées par les réalités matérielles et démographiques, créer le type de futur énergétique que nous souhaitons.

## APPENDIX "AEEA-21"

## REFLECTIONS ON ENERGY CHAINS

by Hélène Lajambe

The very term "energy chain" describes particularly well the connection between the production and consumption of energy. It is in fact a chain, a series of links, of conversion processes, each one at a specific point and each one vital, contributing to the strength of the whole.

The first link in the chain is energy at its source, in its primary, original state, as nature provides it, in the form of wood, coal, sun, water, plants, uranium, oil and so on. The next links in the chain are the many conversion processes—refining, cracking, distillation, fermentation and so forth—that may be necessary to convert nature's gift into a form of energy that can be distributed to and used by the various sectors of the economy. The consumer buys secondary energy: electricity, gasoline, oil and gas. Tertiary or useful energy comes at the end of the chain. This is the energy that actually meets our needs—for heat, light and motive and locomotive power.

The efficiency and cost of the individual conversion links vary in each case, and these must be assessed as accurately as possible when a viable long-term energy policy is to be formulated. In this assessment, the energy chains of each of the available energy sources are examined immediately after the energy needs have been qualitatively and quantitatively analyzed in detail.

The qualities sought in an energy chain are very much like those required of a chain to be used for towing. The heavier the object to be towed, the stronger the chain must be. Furthermore, a short chain permits better control; the towed object holds the road better. Therefore, it is desirable to have an energy chain that is:

- (i) *functional*—adapted to the particular need, given the materials on hand. A simple rope will sometimes do much better than a steel chain.
- (ii) *safe*—at the source and at each of the links. The simpler a chain, the easier it is to maintain, to control and to repair.
- (iii) *competitive*—highly technically efficient, at a cost that is economically, socially and ecologically acceptable.

At first glance, a short, simple and direct chain may appear to have the advantage over a long chain, which involves many processes that result in increased energy costs and losses. The final choice of chain depends on geopolitical circumstances—the resources available to set up the chain.

The attached chart outlines the progression from various energy sources (numbered 1 to 14) to final uses—for heat (A: more than half of tertiary energy), for locomotive power (B:

## APPENDICE «AEEA-21»

## CONSIDÉRATIONS SUR LES CHAÎNES ÉNERGÉTIQUES

par Hélène Lajambe

L'expression même de «chaîne énergétique» évoque particulièrement bien le lien qui unit consommation et production d'énergie. Il s'agit en effet d'une chaîne, d'une succession de maillons, de procédés de transformation, chacun à sa place déterminée et chacun indispensable, contribuant à la solidité de l'ensemble.

Au début de la chaîne, nous avons l'énergie à la source, c'est-à-dire primaire, première, telle que l'environnement nous la fournit: bois, charbon, soleil, eau, plantes, uranium, pétrole, etc... Les maillons suivants de la chaîne sont les multiples processus de transformation, raffinage, craquage, distillation, fermentation et autres, qui peuvent être nécessaires pour convertir le don de la nature en une forme d'énergie distribuable et utilisable par les divers secteurs de l'économie. C'est l'énergie secondaire qu'achètent les consommateurs: électricité, essence, mazout, gaz. A la fin de la chaîne apparaît l'énergie tertiaire ou utile, celle qui contribue effectivement aux besoins: chaleur, éclairage, force motrice et locomotrice.

Tous ces enchaînements de transformations présentent des caractères distincts au point de vue rendements et coûts qu'il importe de jauger le plus exactement possible lorsque l'on veut établir une politique énergétique viable à long terme. Dans une telle démarche, l'étude des chaînes énergétiques correspondant à chacune des sources d'énergie disponibles vient tout de suite après l'analyse qualitative et quantitative détaillée des besoins en énergie.

Les qualités que l'on recherche dans une chaîne énergétique présentent une forte analogie avec celles que l'on demande d'une chaîne destinée au remorquage. Plus l'objet à remorquer est lourd, plus la chaîne doit être solide, plus également on veut une chaîne courte qui permette un meilleur contrôle, une meilleure tenue de route. Ainsi, nous voulons une chaîne énergétique qui soit:

- i) *fonctionnelle*, c'est-à-dire spécifiquement adaptée au besoin considéré, étant donné les matériaux disponibles. Une simple corde fait parfois beaucoup mieux l'affaire qu'une chaîne d'acier,
- ii) *sécuritaire*, à la fois à la source et à chacun des maillons. Plus la chaîne est simple, plus elle est facile à maintenir, à contrôler et à réparer,
- iii) *compétitive*, c'est-à-dire qu'elle offre un bon rendement technique à un coût économiquement, socialement et écologiquement acceptable.

A priori, il est permis de penser qu'une chaîne courte, simple et directe présente plus d'avantages qu'une chaîne longue exigeant de nombreuses opérations au cours desquelles se multiplient coûts et pertes énergétiques. Le choix final dépend des circonstances géopolitiques, c'est-à-dire des ressources disponibles pour l'établissement de la chaîne.

Le tableau ci-joint schématise le cheminement de diverses sources d'énergie (numérotées de 1 à 14) jusqu'à leur emploi final sous forme de chaleur (A: plus de la moitié de l'énergie



more than one-third) and for electricity (C: less than 10%). Two symbols indicate a direct chain, three an indirect chain.

1. *Non-renewable energy—indirect chains* Chains for non-renewable resources (1-4) are seen to undergo a centralizing process necessitated in part by localized mine and well operations. Conversion and transportation frequently result in considerable losses. Another problem is the need to allow for reserves that are proportional to the size of the largest pieces of equipment, in case there should be a shortage of the latter.

The energy produced must subsequently be marketed. The most common marketing approach at present is the monopoly, or at best the oligopoly, in which the consumer usually has no alternative. This situation is largely responsible for the chains that lead to electricity/heat (end symbol C or A). These chains are especially long, and therefore vulnerable, non-functional and non-competitive (see (i), (ii) and (iii) above).

2. *Renewable energy—indirect chains* These chains adopt the heavy technology required for energy from limited and localized supplies and funnel this decentralized energy flow (5-8) through a centralization process which is costly in terms of physical and economic efficiency in the broad sense (internal and external costs). This is the philosophy behind the "all electric" system, and most of the chains have the end symbol C or A.

3. *Renewable resources—direct chains* These chains use the same energy sources as those in the second grouping, but in a decentralized way (9-14) according to their geographic distribution and their use by consumers and producers. They have only two symbols.

In the case of the sun and the wind in particular, it is obvious that only a small proportion of their energy flow can be harnessed. This limitation is not necessarily a disadvantage, however, because this flow of energy is abundant, free and safe.

The final link in the chain, the ordinary consumer, remains dependent on the market, which is still dealing only in secondary energy of the group 1 chains. The use of group 2 chains appears hard to justify and runs the risk of hampering, if not preventing, the increased use of chains in group 3. Their use, at present, is still limited, but the desirability of using them is obvious. In the long term, these chains will be the only ones available.

tertiaire), de force locomotrice (B: plus du tiers) et d'électricité (C: moins de 10%). Chaque chaîne est ainsi désignée par 2 symboles si elle est directe, 3 symboles si elle est indirecte.

1. *Les chaînes indirectes non-renouvelables.* On remarque que les chaînes fondées sur des ressources ces non-renouvelables (1 à 4) passent par un processus centralisateur nécessité en partie par l'exploitation localisée des mines et puits. Transformations et transport occasionnent des pertes parfois considérables. Un autre problème à signaler est la nécessité de prévoir des réserves proportionnelles à la dimension des équipements les plus gros, au cas où ceux-ci viendraient à faire défaut.

L'énergie produite doit alors être mise en marché. La situation la plus courante est celle du monopole, ou au mieux de l'oligopole, vendant à des consommateurs le plus souvent captifs. Cette situation est en grande partie responsable des chaînes terminées en électricité-chaleur, symbole terminal C-A, particulièrement longues, donc vulnérables, non-fonctionnelles et non-compétitives (voir i), ii) et iii) plus haut).

2. *Les chaînes indirectes renouvelables* adoptent la technologie lourde des sources provenant de stocks limités et localisés, et imposent à des flux d'énergie décentralisés (5 à 8) un processus de centralisation coûteux en termes de rendements physiques et économiques au sens large (coûts internes et externes). C'est la philosophie du tout-électrique et la plupart de ces chaînes ont le symbole terminal C-A.

3. *Les chaînes directes renouvelables* utilisent les mêmes sources que les chaînes du groupe 2, mais d'une façon décentralisée (9 à 14) correspondant à leur distribution géographique et à leur utilisation par le consommateur-producteur. Elles n'ont que deux symboles.

Dans les cas du soleil et du vent en particulier, il est clair que seulement une faible partie de leur flux peut être capté. Ceci ne peut cependant constituer un désavantage étant donné l'abondance, la gratuité et la sécurité de ces flux.

Au maillon final de la chaîne, le consommateur ordinaire reste dépendant du marché qui ne commercialise encore que l'énergie secondaire des chaînes du groupe 1. L'utilisation des chaînes du groupe 2 semble difficile à justifier et risque d'entraver, sinon d'anéantir, l'expansion des chaînes du 3<sup>ème</sup> groupe, dont l'utilisation est encore limitée, mais dont l'intérêt ne fait aucun doute. A long terme, ce seront les seules chaînes disponibles.



OUTLINE OF THE MAIN ENERGY CHAINS

	1. As at the Source	LOSSES		2. As purchased	LOSSES	3. As used	
		Conver- sion	Transporta- tion				
CENTRALIZED	1 Uranium	*****	****	C Thermoelectricity	Conversion	C Light	FINAL REQUIRE- MENTS
	2 Coal	***	***			C Motive power	
	3 Natural gas	****	***				
	4 Oil	****	**		*	A Heat	
	2 Coal	*	*	2 Coal	*		
	3 Natural gas	**	**	3 Natural gas	*		
	4 Oil	**	**	4 Oil	*		
	4 Oil	**	**	4 Gasoline		B Locomotion	
	5 Macro-hydro	*	*			C Light	
	6 Sun	*	*			C Motive power	
	7 Wind power	*	*	C Electricity	*	A Heat	
	8 Biomass	**	*	8 Methanol		B Locomotion	
	8 Biomass	*					
	9 Mini-hydro					C Electricity	
DECENTRALIZED	10 Passive solar					A Heat	
	11 Active solar					A Heat	
	12 Voltaic solar			Used where produced →		C Electricity	
	13 Wind power					C Electricity	
	13 Wind power					A Heat	
	14 Biomass—combustion					A Heat	
	14 Biomass—distillation					B Locomotion	

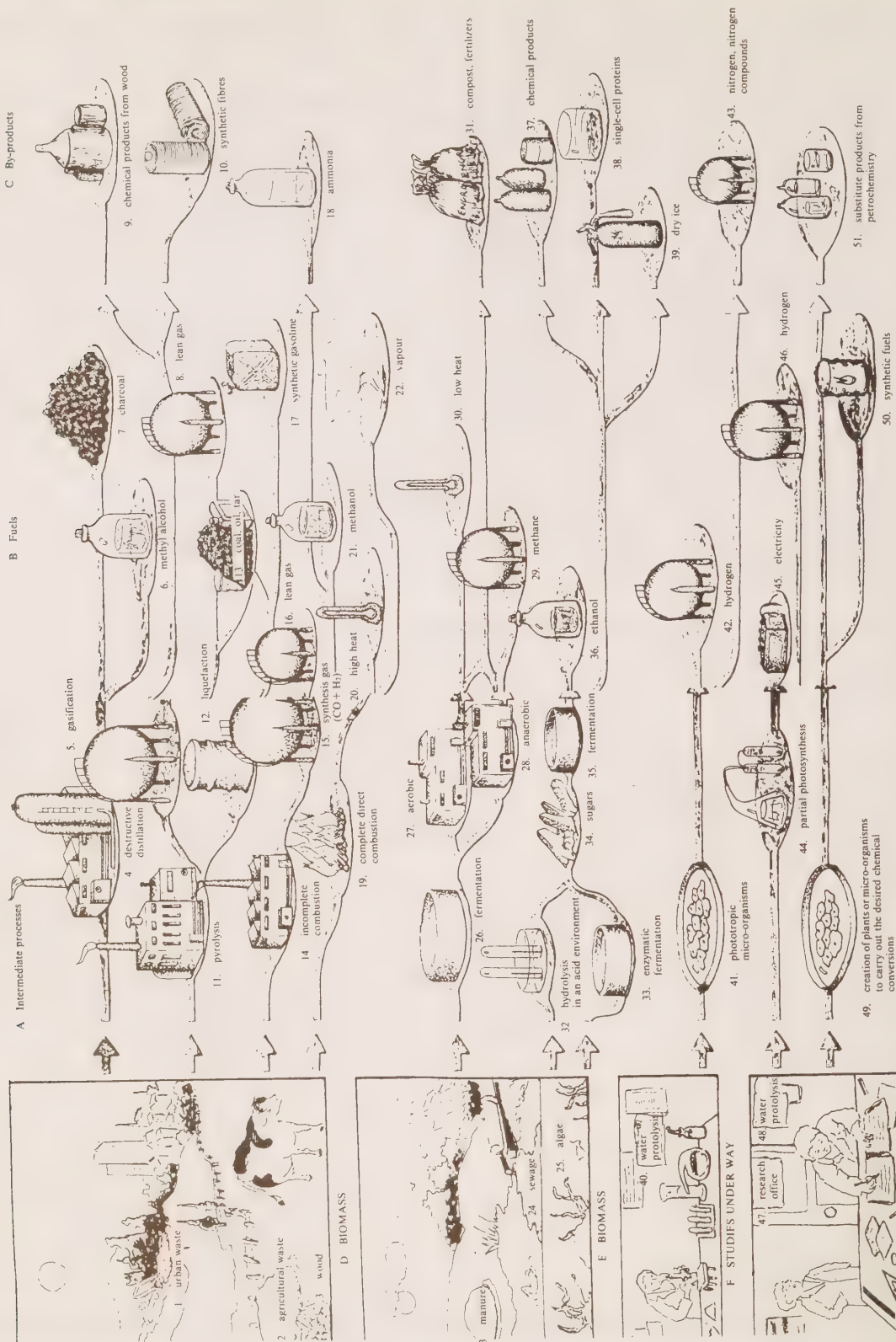
The stars indicate the number of operations that result in significant losses in terms of costs and efficiency.

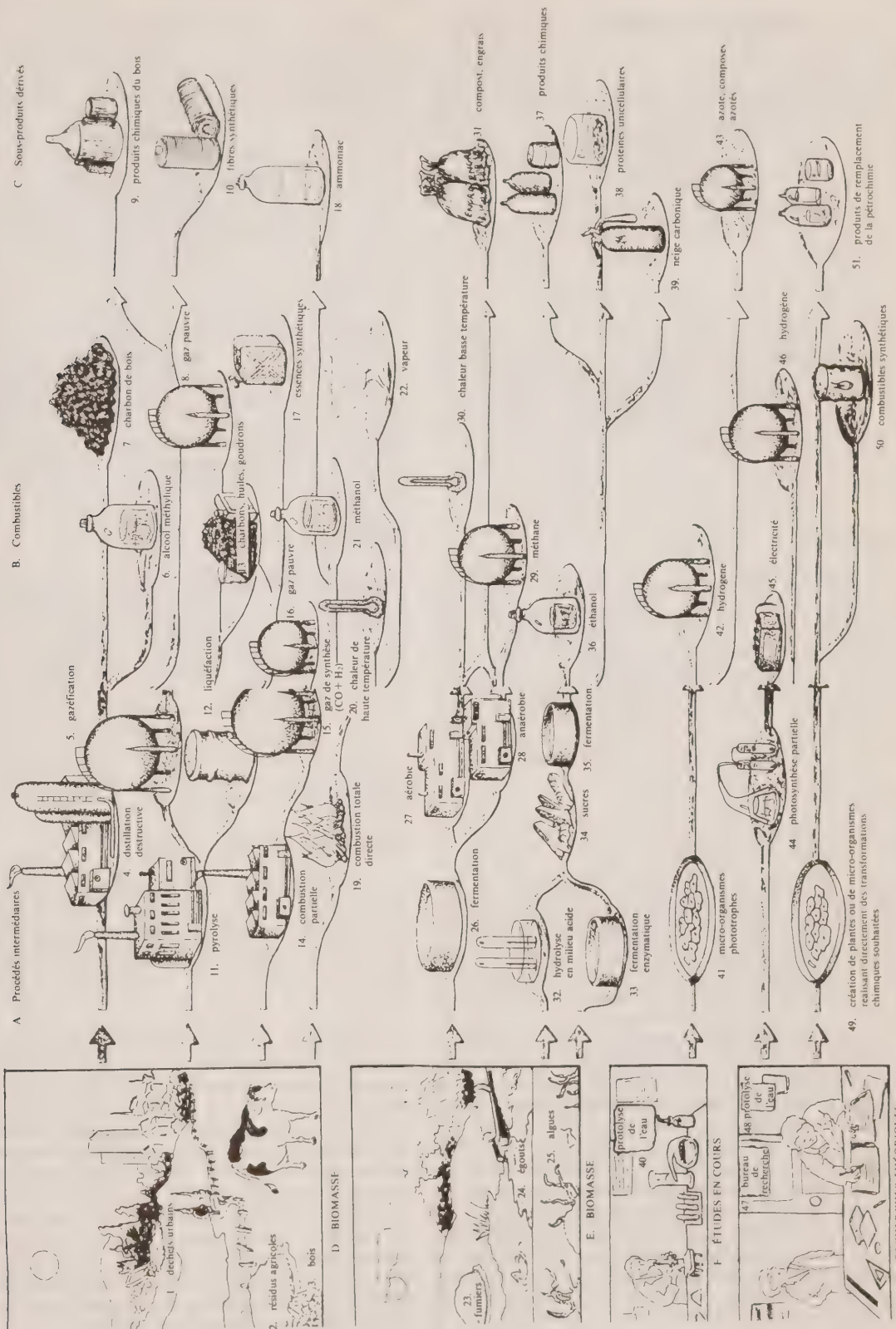
SCHEMA DES PRINCIPALES CHAINES ENERGÉTIQUES

	1° Source	PERTES		2° À l'achat	PERTES	3° À l'utilisation	
		Transforma- tion	Transport				
CENTRALISÉES	1 Uranium	*****	****	C Thermo-Électricité	Conversion	C Éclairage	BESOINS FINAUX
	2 Charbon	***	***			C Force motrice	
	3 Gaz Naturel	****	***				
	4 Pétrole	****	**		*	A À chaleur	
	2 Charbon	*	*	2 Charbon	*		
	3 Gaz Naturel	**	**	3 Gaz Naturel	*		
	4 Pétrole	**	**	4 Mazout	*		
	4 Pétrole	**	**	4 Essence		B Locomotion	
	5 Macro-hydro	*	*			C Éclairage	
	6 Soleil	*	*			C Force motrice	
	7 Macro-éolien	*	*	C Électricité	*	A Chaleur	
	8 Biomasse	**	*	8 Méthanol		B Locomotion	
	8 Biomasse	*					
	9 Mini-hydro					C Électricité	
DÉCENTRALISÉES	10 Solaire passif					A Chaleur	
	11 Solaire actif					A Chaleur	
	12 Solaire voltaïque			Utilisation au site de production →		C Électricité	
	13 Éolien					C Électricité	
	13 Éolien					A Chaleur	
	14 Biomasse—combustion					A Chaleur	
	14 Biomasse—distillation					B Locomotion	

Le nombre d'étoiles symbolise le nombre d'operations occasionnant des pertes significatives au terme de rendements et des coûts.

## APPENDIX "AEEA-22"







## APPENDIX "AEEA-23"

## RENEWABLE ENERGY PLANNING

Bent Srensen  
The Niels Bohr Institute  
University of Copenhagen  
Blegdamsvej 17  
DK-2100 Copenhagen, Denmark  
June 1980

## ABSTRACT

After a brief discussion of the motivations and criteria for making energy plans based on renewable sources, a number of renewable energy plans are reviewed. The way in which such plans are constructed is investigated, and a critical appraisal of each plan is attempted. Finally, some remarks are made on the need for future work in this field.

## INTRODUCTION

Renewable energy plans are schemes for a transition to an energy supply system, in which renewable energy sources constitute the backbone, and eventually where all energy needs are covered by such energy forms. The motivations for finding such systems attractive or even necessary, as well as the criteria for choosing the mix of energy conversion methods to be used in renewable energy plans, may be summarized by the following three qualifications: renewability, environmental acceptability and compatibility with social development plans.

## Renewability

The requirement of an energy system, which can be sustained for as long as wished, and which possess little openings for outside pressures, has lead researchers to look into energy supply systems based entirely on renewable resources. The first sketches of such plans were formulated in Scandinavia.<sup>1,2</sup> The criteria for determining, if an energy resource is renewable, is to investigate, if the conversion being contemplated can be kept at a rate lower than the one, by which the source is replenished. In this way both flow type resources (solar radiation) and reservoir type resources (elevated water) can qualify as renewable. In fact, some renewable energy resources are not uniquely flow or reservoir types: Wind energy appears as a flow, but in reality is a reservoir of kinetic energy, which is being replenished at a rate very small compared with the stored energy.<sup>3</sup> The renewability requirement really is a question of energy supply security, partly that the resource will not become depleted with time, and partly that it does not have to be imported from distant regions, with the implied lack of control over prices and political threats of delivery withholding.

## APPENDICE «AEEA-23»

PROJETS D'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE  
RENOUVELABLE

Bent Srensen  
L'institut Niels Bohr  
Université de Copenhagen  
Blegdamsvej 17  
DK-2100 Copenhagen, Danemark  
Juin 1980

## RÉSUMÉ

L'auteur commence par un bref exposé des raisons et critères pour l'élaboration de projets basés sur des sources de l'énergie renouvelable, puis il discute de quelques projets d'exploitation de l'énergie renouvelable. Viennent ensuite un examen de la façon dont ces projets sont élaborés et une évaluation critique de chacun de ces plans. Finalement l'auteur termine par quelques remarques sur le besoin de poursuivre la recherche en ce domaine.

## INTRODUCTION

Les projets d'exploitation de l'énergie renouvelable visent à la transition vers un système où la majorité et, par la suite, la totalité des besoins seront satisfaits uniquement par des sources d'énergie renouvelable. Les raisons qui rendent ces systèmes attrayants sinon nécessaires peuvent être rangées en trois catégories, tout comme les critères permettant de déterminer dans quelle proportion chacune des méthodes d'exploitation de l'énergie sera utilisée dans un projet basé sur l'énergie renouvelable: les possibilités de renouvellement des ressources, les conséquences sur l'environnement et la compatibilité avec les projets de développement social.

## Renouvellement des ressources

Les chercheurs ont été amenés à développer des systèmes de production d'énergie basés entièrement sur des ressources renouvelables qui pourront être maintenues aussi longtemps qu'il sera souhaité et qui risquent peu d'être soumises à des influences extérieures. Les premières bases ont été jetées en Scandinavie.<sup>1,2</sup> Pour déterminer si une ressource d'énergie est renouvelable, il faut s'assurer que le taux de conversion de cette ressource en énergie est inférieur à son taux de renouvellement. Ainsi les ressources du type «à débit continu» (rayonnement solaire) et celle du type «à réservoir» (masse d'eau surélevée) peuvent être qualifiées de renouvelables. En fait, certaines sources d'énergie renouvelable ne sont pas uniquement du type à débit continu ou du type à réservoir. L'énergie éolienne semble être un débit, mais il s'agit en réalité d'un réservoir d'énergie cinétique, renouvelé à un taux très faible par rapport à l'énergie emmagasinée. Le renouvellement de la ressource est en fait lié à la sécurité de l'approvisionnement, la ressource ne devant pas diminuer avec le temps et ne devant pas avoir à être importée de pays éloignés, ce qui impliquerait un manque de contrôle sur les prix et la possibilité de menaces politiques de non-livraison des ressources.

### Environmental acceptability

Defining environment in its most broad form, as comprising the physical as well as the mental environment, the natural as well as the man-made surroundings, the requirement of energy systems compatible with environmental considerations is a quite strong one. Not only should physical and chemical pollution be kept within limits acceptable for present and future inhabitants of the Earth, but the energy systems should also have an acceptable size and impact on each individual type of society, in which they are to function. As most human enterprises, energy conversion is bound to interfere with the environment. So does agriculture, urbanization and industry. The challenge is to keep the negative types of interference to a minimal level. For energy systems, this poses two constraints, none of which are independent from the other one. One is concerned with the technology used for resource handling, conversion and distribution, the other one is concerned with the way the energy is being used, i.e. the one or several further conversion steps constituting what is sometimes referred to as "end-use". Placing emphasis on efficient use of energy, and on achieving the desired task with means implying a small energy input, are both connected to the environmental issue, since generally the environmental impact increases with increased energy usage. Furthermore, if efficient energy use makes it possible to lessen the required energy conversion, this often opens a larger number of possibilities for choosing energy sources and system combinations. Part of the efficiency requirement has to deal with using the right type of energy for a given task. This is usually referred to as the "energy quality matching" or as "second law efficiency considerations",<sup>4,7</sup> as it pertains to thermodynamic entropy in contrast to the overall energy efficiency, referred to as "first law efficiency".

### Compatibility with social development

Any society would like its energy system to be compatible with the social development planned for in that particular society. The energy system should be compatible with social structures and institutions, as well as with the physical organization. It should be compatible with the policy, which a given society adopts for defining and satisfying needs, its distribution of benefits and chores. It should further be compatible with the region or country's policy regarding outside dependency versus self-reliance, currency exchange policy, etc.

Different societies have different goals for social development, and propose different routes for achieving their goals. Therefore, different energy systems would likely be selected by different societies, in order to satisfy this requirement. In this sense, discussions of the choice of energy system is interwoven with the debate over social goals and development paths. However, the relationship is hardly unique<sup>8</sup>, although large, centralized energy systems are clearly compatible with elitist control, and simple, decentralized systems are compatible with a development of rural areas without access to grids for distributing energy<sup>6,7</sup>. Locally controllable technology may in general be more compatible with development strategies aiming primarily at bringing the poorest up to minimum standards, and aiming at equitable distribution policies rather

### Conséquences sur l'environnement

Si on définit l'environnement de façon très large comme comprenant l'environnement mental et physique et le milieu naturel et artificiel, il apparaît que les considérations environnementales sont très importantes. Non seulement la pollution physique et chimique doit-elle être maintenue à un niveau acceptable pour nous et nos descendants, mais la dimension et l'impact des systèmes de production d'énergie doivent être adaptés à chaque type de société dans laquelle ils seront utilisés. Comme toute activité humaine la production d'énergie a une influence sur l'environnement, tout comme l'agriculture, l'urbanisation et l'industrie. Le défi qui se présente est de minimiser les influences négatives. Cela impose deux conditions qui ne sont pas indépendantes l'une de l'autre. L'une s'applique à la technologie utilisée pour le traitement, la transformation et la distribution des ressources, l'autre à la façon dont l'énergie est utilisée, c'est-à-dire la ou les étapes de transformation supplémentaire que l'on appelle parfois «utilisation finale». Si on insiste sur l'utilisation efficace de l'énergie et sur l'accomplissement de la tâche désirée en utilisant la plus petite quantité d'énergie possible, on touche alors à la question environnementale puisque l'impact environnemental augmente avec l'utilisation de l'énergie. En plus de diminuer la quantité d'énergie à transformer, l'utilisation efficace de l'énergie permet d'avoir un plus grand choix de sources d'énergie et de combinaisons de systèmes de production d'énergie. Le critère de rendement demande en partie que l'on utilise le type d'énergie approprié à la tâche à réaliser. On appelle habituellement ceci «association des caractéristiques énergétiques» ou bien «critère de rendement du second principe»,<sup>4-7</sup> puisqu'il se rapporte au second principe de la thermodynamique par opposition au rendement énergétique total, que l'on appelle «rendement du premier principe».

### Compatibilité avec le développement social

Il est normal qu'une société désire que le système de production d'énergie qu'elle a choisi soit compatible avec le plan de développement social qu'elle a adopté. Ce système de production d'énergie devrait être compatible avec ses structures et ses institutions, de même qu'avec son organisation matérielle. Il devrait être compatible avec la politique que cette société se donne pour définir et satisfaire ses besoins et la répartition de ses avantages et obligations. Le système devrait de plus être compatible avec les politiques de cette région ou de ce pays concernant l'autosuffisance, la politique d'échange monétaire, etc.

Les objectifs de développement social sont différents selon les sociétés et donc les chemins choisis par ces sociétés pour atteindre ces buts. Selon ce critère ces sociétés choisiront des systèmes de production d'énergie différents. En ce sens, le débat sur le choix du système de production d'énergie est directement lié à celui portant sur les buts sociaux et les chemins du développement social. Cependant, ce n'est pas là le seul critère en cause, bien que de grands systèmes centralisés de production d'énergie sont bien évidemment adoptés à un gouvernement basé sur l'élitisme, et que des systèmes simples et décentralisés sont bien adaptés au développement des régions rurales qui n'ont pas accès à des réseaux de distribution d'énergie<sup>6,7</sup>. La technologie contrôlable sur place est en général plus compatible avec des stratégies de développement



than on maximizing gross economic growth. It is thus not certain, that the renewable energy systems will pass the compatibility check with development goals for all societies, but estimates of the magnitude and geographical distribution of renewable energy sources<sup>3</sup> suggests, that if the social goals are of the "basic needs first" and "equitable distribution of further improvements in material and non-material standards" type, then a mix of renewable energy sources appropriate for the region considered is likely to pass the test.

## SOME PROPOSED RENEWABLE ENERGY PLANS

Most published energy plans (whether renewable or not) are based on regions delimited by administrative borders, such as local (county or commune), national, regional (e.g. EEC) or global. This has obvious advantages, but also disadvantages, because regional divisions leading to optimal energy systems based on resource distribution and possibilities of energy transmission and other exchange linkage may not follow the administrative borders. Furthermore, alternative divisions in terms of e.g. settlement type or types of activities may prove useful in arriving at the optimal energy system.

Once regional boundaries have been defined, energy needs have to be assessed. If this is done by considering the tasks, for which energy is needed, the resulting energy requirement associated with the satisfaction of a given need is called the "end-use" or net energy. It depends on the method and technology used to achieve the desired task.

From this net energy it is possible to work "backward" to a gross energy requirement, based on the energy conversion and distribution system considered and on the primary energy forms to be utilized.

Some of the primary energy input is initially converted to other energy forms (e.g. coal to electricity and heat). The outcome of these conversion processes (most of which are currently performed at central plants) is the "energy produced" or secondary energy. Due to transmission losses, only a part of the energy produced will generally be delivered to the consumers. This amount may be called the "energy delivered" or tertiary energy. As mentioned one or more "final" or "end-use" conversion steps usually take place (at the consumer), before the energy specific to a desired task (the net or end-use energy) is furnished. These concepts are illustrated in Figs. 1 and 2 for the present energy use pattern in Denmark and for a proposed renewable energy scenario, which could be implemented over the next fifty years.

visant surtout à amener les plus pauvres à un niveau de vie minimal, et visant un partage équitable des biens plutôt qu'à la maximisation de la croissance économique brute. Il n'est donc pas certain que les systèmes d'exploitation de l'énergie renouvelable seront compatibles avec les buts de développement de toutes les sociétés, mais les prévisions de l'importance et de la distribution géographique des sources d'énergie renouvelables<sup>3</sup> laissent croire que si les buts sociaux sont du type «pourvoir aux besoins fondamentaux avant tout» et «partager équitablement les améliorations futures du niveau de vie matériel et non matériel», une combinaison des sources d'énergie renouvelables appropriées à cette région sera considérée comme répondant aux buts sociaux.

## QUELQUES PROPOSITIONS DE PROJETS D'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La plupart des projets d'exploitation d'énergie (renouvelable ou non) rendus publics s'inscrivent dans des régions délimitées par les frontières administratives, qu'elles soient locales (comté ou municipalité), nationales, régionales (par exemple CEE) ou globales. Ceci a des avantages évidents, mais présente aussi des inconvénients parce que les divisions régionales permettant d'optimiser des systèmes de production d'énergie selon la distribution des ressources, les possibilités de transmission de l'énergie produite et selon d'autres liens d'échanges ne suivent pas nécessairement les frontières administratives. De plus, d'autres divisions tel le type de peuplement ou le genre d'activités dans cette région peuvent être utiles pour déterminer quel système de production d'énergie est le plus efficace.

Une fois que les frontières régionales sont établies, il faut déterminer les besoins en énergie. Si cela est fait en considérant les tâches pour lesquelles cette énergie est nécessaire, le besoin en énergie résultant, associé à la satisfaction d'un besoin donné, est appelé «utilisation finale» ou énergie nette. Ce besoin dépend de la méthode et de la technologie utilisées pour accomplir la tâche désirée.

On peut alors procéder à l'envers, en partant de cette énergie nette pour déterminer le besoin brut en énergie, selon les systèmes de transformation et de distribution de l'énergie utilisés et selon les formes d'énergie primaires que l'on utilise.

Une partie de l'énergie primaire est tout d'abord transformée en d'autres formes d'énergie (par exemple le charbon sert à produire de l'électricité et de la chaleur). L'énergie produite par ces processus de transformation (qui sont pour la plupart accomplis dans des centrales) est appelée «énergie produite» ou énergie secondaire. La plupart du temps on ne peut acheminer jusqu'aux consommateurs qu'une partie de l'énergie produite, à cause des pertes de transmission. On appelle cette quantité d'énergie acheminée «énergie fournie» ou énergie tertiaire. Comme nous l'avons déjà mentionné, quelques étapes de transformation supplémentaires ont lieu au stade «final» («utilisation finale» par le consommateur), avant que l'énergie nécessaire à l'accomplissement d'une tâche désirée (l'énergie nette ou d'utilisation finale) ne soit fournie. Ces concepts sont illustrés par les figures 1 et 2 qui représentent la situation de l'utilisation d'énergie rencontrée présentement au Danemark et un scénario proposé pour l'utilisation de l'énergie renouvelable qui pourrait être mis en place durant les cinquante prochaines années.



Column 1 in Fig. 1 gives the gross energy use per capita for 1980 Denmark, the energy flow being averaged over the year. Refining losses and changes in fuel storage levels are not included in this gross or primary energy estimate. Column 2 gives the energy produced, i.e. electricity, gas and heat produced by central conversion at electric utility plants, gas works or district heating centrals, plus fuels converted directly by the consumer into e.g. heat or automotive power. Column 3 gives the amount of energy delivered to the consumer, i.e. the amount reaching the consumer from central plants after transmission, plus as before the amounts locally converted. Column 4 gives a very rough estimate of the net energy corresponding to the 1980 situation. For hot water and process heat, the net energy requirements are based on specific heats, while for space heating the net energy is taken as the minimum energy input to experimental houses presently built and operated in Denmark<sup>9</sup>, however excluding extreme houses, which have lower energy requirement but may not become publicly acceptable in general<sup>10</sup>. The trade-off is between the fraction of a person's income (or generally work effort) that person is willing to spend on providing a comfortably heated environment, and the time and effort related to specific measures aimed at keeping the heat requirement low. Many people today prefer spending one extra hour per week at a factory assembly line rather than spending the same amount of time opening and closing shutters on their windows. Since buildings may be constructed, which maintain an acceptable indoor temperature without active heat sources, there is no real minimum or net energy associated with space heating. For transportation, presently dominated by automobiles, the net energy is taken as 20% of the present fuel input, or roughly the average efficiency of current Otto-engines under Danish conditions regarding climate as well as journey patterns (many short-distance trips, much cold-engine driving). For electricity usage, the average end-use energy is taken as  $\frac{1}{3}$ , representing a practical rather than absolute value. For lighting, the best available sources are about 6 times more efficient than the glow lamps still dominating the Danish market. For electronic equipment, efficiency has been greatly improved over the recent years, the bulk of power being now spent in the audio and video output units. In this sector, the prospects for further efficiency improvements may thus be modest. On the other hand, a lot of electricity is presently used for simple heating (in ranges, washing machines and dryers, and even for space heating and hot water units). Here efficiency improvements (including use of heat pump principle) greater than a factor three could be achieved<sup>11</sup>, so the average value of a factor three between electricity supplied and "net energy" is really covering a very complex situation.

La colonne 1 de la figure 1 donne l'utilisation brute d'énergie par habitant au Danemark en 1980, la moyenne d'utilisation de l'énergie ayant été calculée sur toute l'année. Les pertes encourues lors du raffinage et les changements dans les niveaux de stockage de combustible ne sont pas représentés dans cette estimation de l'énergie brute ou primaire. La colonne 2 donne l'énergie produite, c'est-à-dire l'électricité, le gaz et la chaleur produits par transformation centrale dans des centrales électriques, des usines à gaz ou des centrales thermiques régionales, ou par la transformation directe des combustibles en chaleur ou en puissance automobile par le consommateur. La colonne 3 donne la quantité d'énergie fournie aux consommateurs, c'est-à-dire la quantité livrée aux consommateurs par les centrales après transmission, plus les quantités d'énergie transformée localement. La colonne 4 donne une estimation grossière de la quantité d'énergie nette correspondant à la situation de l'année 1980. Les besoins en énergie nette pour la production d'eau chaude ou de chaleur industrielle sont basés sur les chaleurs spécifiques, tandis que les besoins en énergie nette pour le chauffage des habitations sont déterminés à partir des besoins minimaux d'énergie des maisons expérimentales présentement en construction et en exploitation au Danemark<sup>9</sup>; ces chiffres ne comprennent pas cependant les maisons à très faible besoin en chauffage qui ont des besoins en énergie moins élevés, mais qui pourraient ne pas être acceptées par la plus grande partie de la population<sup>10</sup>. Il faut faire un choix entre la fraction de son revenu (ou de son travail en général) qu'une personne est disposée à consacrer à la production d'un environnement confortable chauffé et le temps et l'effort nécessaires pour accomplir les mesures spécifiques destinées à réduire les besoins en chauffage. Aujourd'hui, beaucoup de gens préfèrent passer une heure de plus chaque semaine sur une chaîne de montage plutôt que de passer la même période de temps à ouvrir et fermer des volets sur leurs fenêtres. Il n'existe pas d'énergie nette ou de minimum réel d'énergie associé au chauffage des habitations, puisqu'il est possible de construire des édifices qui maintiennent une température intérieure acceptable sans l'utilisation de sources de chaleur actives. Dans le cas du transport, présentement dominé par l'automobile, l'énergie nette est considérée comme étant 20% de la quantité de combustible utilisée, soit environ le rendement moyen des moteurs Otto utilisés présentement, compte tenu des conditions climatiques de même que les habitudes de conduite danoises (beaucoup de courts trajets, beaucoup de conduite à moteur froid). L'énergie d'utilisation finale moyenne dans le cas de l'électricité est considérée comme étant  $\frac{1}{3}$  de l'énergie initiale, ce qui représente une valeur pratique plutôt que la valeur réelle. Les meilleures sources de lumière disponibles actuellement sont 6 fois plus efficaces que les lampes qui dominent encore le marché danois. Le rendement des équipements électroniques s'est grandement amélioré au cours des dernières années, la plus grande partie de la puissance étant maintenant utilisée dans les appareils de sortie audio et vidéo. Les possibilités d'amélioration du rendement dans ce secteur sont donc réduites. Par contre, une bonne partie de l'électricité est présentement utilisée pour du chauffage simple (cuisinières, machines à laver, sècheuses, et même chauffage des locaux et chauffe-eau). Dans ces cas, certaines améliorations (dont l'utilisation du principe de la pompe à chaleur) pourraient améliorer le rendement par plus d'un

### Renewable energy plan for Denmark

The method of constructing a renewable energy plan may be exemplified for Denmark. The basis is a vision of the society at some future date, from which the net energy requirements may be deduced. Fig. 2 shows an example of this for the year 2030. Consider first the net energy in column 4.

Electric power and light constitute a fraction of "end-use" considerably larger in 2030 than in 1980. In absolute terms, the net energy is doubled for such applications, reflecting the introduction and dissemination of a number of electronic devices, which are either new or had a small penetration in 1980. The net transportation energy is unaltered from 1980 to 2030, but the number of "desirable" journeys are increased, while many shopping and business trips have been eliminated by more effective planning or replaced by telecommunication. The heating net energy is modestly increased, from 0.45 to 0.60 kW average per capita. The increase reflects an increase in building space per capital as well as an increase in industrial production involving process heat. Altogether, the 2030 is envisaged as having a substantially improved material living standard as compared with the (already high) standard of 1980.

Column 3 of Fig. 2 indicates the amounts of energy, that have to be delivered in order to provide the desired net energy, considering the efficiency of conversion which could be characterizing the energy system in 2030. The efficiency of electric apparatus is assumed to be nearly doubled, on average, and so is the efficiency in the transportation sector. Space heating is assumed to be satisfied by an energy delivery of 0.5 kW/cap, reflecting that 50 years is too short a time to achieve a complete transformation of the building stock to the "best of current standards", assumed to be 0.3 kW/cap, of which half would be delivered to private dwellings, the other half to buildings associated with manufacture, commerce or service. Another 0.5 kW/cap has to be provided for hot water and process heat at various temperatures. This is roughly twice the net energy and heat recovery systems are assumed to be in extensive use, but with a fraction of users (about 30 per cent) still not up to the target standards.

The primary energy sources most relevant to the Danish situation are wind, direct solar radiation and biomass. Wind is suitable for electricity production (using Scandinavian wind-hydro cooperation to alleviate any need for active energy storage<sup>12</sup>) and likely to remain more viable than photovoltaic conversion of solar radiation throughout the 50 year period studied. The plan reserves biomass energy exclusively for the transportation sector, by converting the primary biomass to ethanol (by fermentation) or methanol (by gasification and catalytic conversion of lignine-containing biomass such as wood). In this way the major changes in the transportation system implied by hydrogen-fueled or electric vehicles can be

facteur trois<sup>11</sup>, de sorte que l'utilisation du tiers de la quantité fournie comme valeur moyenne de l'énergie nette représente en fait une situation très complexe.

### Projets d'exploitation d'énergie renouvelable au Danemark

On peut donner comme exemple d'élaboration de projets d'exploitation d'énergie renouvelable ce qui s'est fait au Danemark. Il faut au départ définir la vision qu'on se fait de la société future dont on pourra déduire le besoin en énergie nette. La figure 2 donne un exemple de ceci pour l'année 2030. Considérons premièrement l'énergie nette dans la colonne 4.

La fraction de «l'utilisation finale» constituée par la puissance électrique et l'éclairage est beaucoup plus grande en 2030 qu'en 1980. En termes absolus, l'énergie nette a doublé pour de telles utilisations, conséquence de l'introduction et de l'usage très répandu d'appareils électroniques qui en 1980 sont très nouveaux ou peu utilisés. L'énergie nette de transport ne change pas de 1980 à 2030, mais le nombre de voyages «souhaitables» augmente, de nombreux voyages d'affaire ou de magasinage ayant été éliminés par une meilleure planification ou remplacés par les moyens de communications. L'énergie nette de chauffage augmente légèrement, de 0.45 kW en moyenne par habitant jusqu'à 0.60 kW. Cette augmentation reflète un accroissement du volume de chauffage des habitations par habitant de même qu'une augmentation de la production industrielle impliquant l'utilisation de chaleur industrielle. Somme toute, on considère que le niveau de vie de l'année 2030 s'est considérablement amélioré par rapport à celui de 1980 (déjà fort élevé).

La colonne 3 de la figure 2 indique la quantité d'énergie qu'il faudra produire pour fournir la quantité d'énergie nette désirée, selon l'efficacité de transformation supposée du système de production d'énergie en 2030. On a supposé que l'efficacité des appareils électriques et du secteur des transports a doublé en moyenne. On a supposé que le chauffage des habitations se fait avec une production d'énergie de 0.5 kW par habitant, ce qui implique qu'il est impossible en 50 ans de ramener l'ensemble des édifices existants au «meilleur niveau de rendement désiré aujourd'hui», que l'on suppose être de 0.3 kW par habitant; la moitié de cette énergie servirait aux habitations privées, l'autre moitié aux manufactures et autres immeubles commerciaux ou de service. Un autre 0.5 kW par habitant servirait à fournir de l'eau chaude et de la chaleur industrielle à des températures diverses. Ceci équivaut à environ deux fois l'énergie nette et on suppose que des systèmes de récupération de la chaleur sont utilisés couramment, cependant qu'une partie des usagers (environ 30 pour cent) n'ont pas encore atteint le niveau de vie désirée.

Les sources d'énergie primaires les mieux adaptées à la situation du Danemark sont le vent, le rayonnement solaire direct et la biomasse. Le vent sert à la production d'électricité (la collaboration du secteur hydroélectrique élimine le besoin de stockage énergétique actif<sup>12</sup>) et devrait être plus utilisé que la conversion photovoltaïque ou le rayonnement solaire, tout au long de la période de 50 ans relative à cette étude. Le projet réserve l'utilisation d'énergie produite par la biomasse exclusivement au secteur des transports, par la conversion de la biomasse primaire en éthanol (par fermentation) ou en méthanol (par gazéification ou par conversion catalytique de biomasse riche en lignine, comme le bois). On peut ainsi éviter les



avoided. Low-temperature heat is to be provided by solar collectors. High-temperature heat (above 100°C) is planned to be provided from electricity, because it is estimated to be easier to expand the wind power production correspondingly, than it is to provide high-temperature heat from direct solar conversion or expansion of bio-energy conversion.

The biomass to fuel conversion efficiency is about 50 per cent<sup>13</sup>, and the fermentation residues can displace commercial fertilizer. Column 2 in Fig. 2 exhibits the energy produced, the difference between columns 1 and 2 being the bioconversion loss. The differences between columns 2 and 3 are electricity transmission losses (including those associated with the exchanges with grids of neighbouring countries<sup>12</sup>) and losses in storage of solar-produced heat. Over half of the solar heating systems are assumed to possess chemical storage, such as the essentially loss-free salt hydrate systems (releasing energy both by condensation and dehydration, given suitable pressure conditions<sup>14</sup>). The remaining storage capacity is met by sensible heat storage, from which the storage losses originate. Investments in loss-free or low-loss storage systems is essential for Danish conditions, where considerable seasonal heat storage is required for solar heating systems.

Figs. 3 and 4 show the primary and tertiary (delivered) energy through the transition period. Essential parameters are the times needed to build up the renewable energy systems and to achieve the improvements in conversion efficiency. Due to the tense political atmosphere surrounding oil trade it is further proposed to make Denmark independent from imported oil by the end of this century. This is done by accelerating the rate of exploiting the domestic (North Sea) oil and natural gas resources. It should be mentioned that this policy makes sense only as part of a planned transition away from fossil energy sources.

#### Survey of renewable energy plans

A number of renewable energy plans are summarized in Fig. 5. Some of the plans are for provinces within nations or states within nations, other ones are for individual nations and one is for a region comprising three nations (Scandinavia). The quantity depicted is the primary energy per capita. Time horizons differ, and population growth is taken into account in calculating the per capita values, according to the prognoses of each study. Secondary or tertiary energy requirements are not given in all the studies quoted. If only one of these is given, the primary energy is evaluated by adding heat and electricity distribution losses and losses in heat storage and biomass conversion, as for Denmark.

transformations majeures du système de transport qu'entraînerait l'introduction de véhicules fonctionnant à l'hydrogène ou à l'électricité. Des capteurs solaires serviront à produire la chaleur de basse température. L'électricité servira à produire la chaleur de haute température (au-dessus de 100°C), puisque l'on croit qu'il sera plus facile d'augmenter en conséquence la production d'énergie éolienne que de fournir de la chaleur de haute température à partir de la transformation directe du rayonnement solaire ou par l'extension de la transformation de la bioénergie.

L'efficacité de transformation de la biomasse en combustible est environ 50 pour cent<sup>13</sup> et les résidus de fermentation peuvent remplacer les fertilisants commerciaux. La colonne 2 de la figure 2 montre l'énergie produite, la différence entre les colonnes 1 et 2 étant la perte de biotransformation. La différence entre les colonnes 2 et 3 représente les pertes de transmission électrique (incluant celles qui proviennent d'échanges avec les réseaux de distribution de pays voisins<sup>12</sup>) et les pertes encourues lors du stockage de la chaleur produite par la radiation solaire. On a supposé que plus de la moitié des systèmes de chauffage solaire possèdent un système de stockage chimique, tels les systèmes à hydrates salins presque dénués de toute perte (ces systèmes dégagent de l'énergie à la fois par condensation et évaporation, sous des conditions de pression adéquate<sup>14</sup>). Le reste de la capacité de stockage est assumée par des systèmes de stockage de chaleur sous forme sensible, qui sont la cause des pertes de stockage. Les conditions climatiques du Danemark demandant que les systèmes de chauffage solaire utilisent en grande partie le stockage saisonnier, il est nécessaire de contruire des systèmes qui n'entraînent pas ou presque pas de pertes.

Les figures 3 et 4 montrent respectivement les quantités d'énergie primaire et tertiaire (fournie) durant la période de transition. La durée de la construction des systèmes d'exploitation d'énergie renouvelable et le temps qu'il faudra pour améliorer l'efficacité de la transformation sont les paramètres essentiels à considérer. On se propose de plus de rendre le Danemark indépendant du pétrole importé avant la fin de ce siècle, à cause de l'atmosphère politique tendue qui entoure le commerce du pétrole. C'est ainsi que l'on a accéléré le taux d'exploitation des ressources de pétrole domestique (mer du Nord) et de gaz naturel domestique. Il faut mentionner qu'une telle politique dont s'inscrir dans un plan visant l'abandon des sources d'énergie fossilisées.

#### Examen des projets d'exploitation de l'énergie renouvelable

La figure 5 présente un certain nombre de projets d'exploitation de l'énergie renouvelable. Certains de ces projets sont conçus à l'intention de provinces ou états à l'intérieur d'un pays, d'autres pour des pays en particulier et l'un d'entre eux est conçu pour une région englobant trois nations (Scandinavie). Le tableau montre la quantité d'énergie primaire par habitant. Les prévisions de chaque étude tiennent compte de l'accroissement de la population dans leur calcul et visent des dates d'achèvement différentes. Les besoins en énergie secondaire et tertiaire ne sont pas donnés dans toutes les études présentées. Si une seule de ces valeurs est donnée, on évalue la quantité d'énergie primaire en lui ajoutant les pertes de distribution de chaleur et d'électricité et les pertes de stockage de



Most of the renewable energy plans assume a steady increase in the efficiency of energy usage, so that the per capita energy use declines over the period considered. Reliance on renewable energy sources is clearly incompatible with exponential growth in energy conversion, and perhaps also with even a more modest increase, although the limit is not set by the finite solar radiation, at least not at present. One interesting feature is, that the renewable energy planners of each country or region seem to think, that they can manage with somewhat less energy than what is used at present, independent of whether the present energy usage is 5 or 10 kW/cap. The Indian model should not be included in this statement, since it does not claim that the energy of the model is adequate, but only that the renewable energy sources could supply a larger part and be used more efficiently than at present, with unaltered net energy output<sup>15</sup>.

The Canadian models for Québec<sup>16</sup> and for Saskatchewan<sup>17</sup> are characterized by the large amounts of bioenergy used. This is obviously connected to the low average population density in Canada and the extended forest areas. Direct solar radiation and wind play a role in the Québec model, which assumes that hydro power will be phased out for environmental reasons. The high per capita energy use in 2025 can be justified, at least for Saskatchewan, by the cold climate and corresponding space heat requirements.

In the U.S., a Californian model has been proposed<sup>18</sup>, which introduces both low- and high-temperature direct solar conversion, a little photovoltaic and hydro conversion, a good deal of wind, and major coverage by biomass, including both wastes and energy plantations. It is admitted, that some of the energy plantations probably would have to be ocean-based, e.g. kelp, and that this is not a proven technology. The model considers a doubling of the Californian population during the 50 year period considered, mostly due to migration from other parts of the U.S.

The Union of Concerned Scientist renewable energy model for the entire U.S.A.<sup>19</sup> has a strong emphasis on both wind and solar photovoltaic conversion, and on both low- and particularly on high-temperature direct solar conversion, with correspondingly less emphasis on bioenergy. It would appear that both biofuels and electricity or hydrogen will become needed as energy carriers in the transportation sector, and that the requirements for both low-quality (heat) and high-quality storage (allowing electricity or mechanical energy to be retrieved) are substantial. This structure is of course largely determined by the assumption, that the U.S.A. will continue to rely strongly on heavy industry.

chaleur et de transformation de la biomasse, comme dans le cas du Danemark.

La plupart des projets d'exploitation d'énergie renouvelable prévoient une augmentation régulière du rendement de l'utilisation de l'énergie, de sorte que la quantité d'énergie utilisée par habitant diminue durant la période considérée. Il est évident que l'utilisation de sources d'énergie renouvelable est incompatible avec une croissance exponentielle de la transformation d'énergie et peut-être même avec une augmentation plus modeste, même si aucune limite n'est fixée par la quantité limitée de rayonnement solaire, du moins pour l'instant. Il est fort intéressant de remarquer que les planificateurs de l'utilisation de l'énergie renouvelable de chaque pays ou région semblent penser qu'ils auront besoin de moins d'énergie qu'aujourd'hui, que ce besoin en énergie soit de 5 ou de 10 kW par habitant. Le modèle de l'Inde fait exception à cette affirmation; ses auteurs ne prétendent pas qu'il démontre l'utilisation d'une quantité d'énergie suffisante, mais seulement que les sources d'énergie renouvelable pourraient être utilisées plus couramment et plus efficacement qu'aujourd'hui, sans modifier la production d'énergie nette.

Les modèles canadiens pour le Québec<sup>16</sup> et la Saskatchewan<sup>17</sup> ont comme caractéristiques la grande quantité de bioénergie utilisée. Ceci est évidemment lié à la faible densité de population du Canada et à ses grandes étendues forestières. Le modèle du Québec prévoit l'utilisation du rayonnement solaire direct et de l'énergie éolienne, et suppose que l'utilisation de l'énergie hydroélectrique sera abandonnée pour des raisons environnementales. Le climat froid et les besoins en chauffage d'habitation qui en découlent justifient, du moins pour la Saskatchewan, la valeur élevée de l'utilisation d'énergie par habitant en l'an 2025.

Aux États-Unis on a proposé un modèle californien<sup>18</sup>, qui comprend à la fois la transformation du rayonnement solaire direct en haute et basse température, une petite quantité de transformation photovoltaïque et hydroélectrique, une bonne quantité de transformation de l'énergie éolienne, et une forte utilisation de la biomasse comprenant à la fois les déchets et les plantations énergétiques. On admet qu'une partie des plantations énergétiques devront être cultivées dans l'océan, par exemple, le varech, et que cette technologie n'a pas encore fait ses preuves. Le modèle suppose que la population de la Californie doublera durant la période de 50 ans considérée; une migration provenant des autres parties des États-Unis serait principalement responsable de cette augmentation.

Le modèle d'exploitation d'énergie renouvelable sur tout le territoire des États-Unis<sup>19</sup> du «Union of Concerned Scientist» insiste sur l'utilisation de la transformation de l'énergie éolienne et de la transformation photovoltaïque, de même que sur la transformation du rayonnement solaire direct en basse et particulièrement en haute température; le modèle insiste moins sur l'utilisation de la bioénergie. Il semble que les biocombustibles, l'électricité et l'hydrogène serviront à produire l'énergie dans le domaine des transports, et que les besoins en stockage de «faible qualité» (chaleur) et de «haute qualité» (permettant d'obtenir de l'électricité ou de l'énergie mécanique) sont fort élevés. Tout cela repose évidemment en grande partie sur la supposition que les États-Unis continueront à compter beaucoup sur l'utilisation de l'industrie lourde.

Two Swedish models have been included in Fig. 5. The "Sweden A"<sup>21</sup> is interesting because it probably was the first sketch of a renewable energy plan to appear after World War II. It retains the use of hydro power, adds wind, solar heat and bioenergy based on wood, wastes and peat. Natural gas is used in the transitional phase. The more recent Swedish renewable energy plan, "B"<sup>20</sup>, in contrast to the majority of renewable energy plans assumes a rise in per capita energy use, although it levels off in the beginning of next century. The argument is that Sweden, due to its low population density and large areas suited for energy plantations (such as poplar forests) is not so pressed for increased efficiency of energy use as most other industrialized nations. A counter-argument might be, that if Sweden pursued energy efficiency along with its development of renewable resources, it could become an energy exporting nation, supplying e.g. methanol to Central European countries. This is even more true for Norway, which also would have a surplus of hydro energy, if energy efficiency were made an issue. Some of these potentials are taken up in the common Scandinavian model<sup>21</sup> depicted in Fig. 5, which exploits the possibilities associated with viewing Scandinavia as a single region, with exchange of energy as natural as the present exchange of food and industrial products, and hence a regional view on siting of industry, etc.

It might be noted, that while a large part of the bioenergy in Sweden and Norway would be methanol produced from wood, then in Denmark, the model depicted in Fig. 2 assumes that most of the biofuels are made by fermentation of manure (pigs, cattle), secondary crops (e.g. lucerne) grown after the main harvest and wastes from food industry and households. The fermentation residues can make a substantial fertilizer contribution, and in particular the secondary crops can be chosen to be nitrogen-fixing.

The French renewable energy model<sup>22</sup> is built on the assumption, that a very small fraction of the energy use has to be electricity. It is then covered by modest amounts of hydro power, wind and photovoltaic conversion. Bio-fuel for the transport sector is produced from energy plantations, and bioenergy (such as biogas) also furnishes most high-temperature process heat. The rest, as well as low-temperature heat, is covered by direct solar heat systems. A very similar model has been sketched for Japan<sup>23</sup>, reaching a nearly 40 pct. decrease in produced (secondary) energy "some time after year 2000".

Fig. 5 also includes a model for the Italian island Sardegna<sup>24</sup>, similar in methodology to the Californian study with heavy emphasis on bioenergy. A number of other studies use some of the principles of renewable energy studies, although they do not necessarily propose a 100 pct. renewable energy future. This is true of a recent West-German study<sup>25</sup>,

La figure 5 décrit aussi deux modèles suédois. Le «Suède A»<sup>21</sup> est intéressant parce qu'il s'agit probablement de la première proposition d'un projet d'exploitation d'énergie renouvelable fait depuis la Deuxième Guerre mondiale. Il conserve l'utilisation de l'énergie hydroélectrique, y ajoute l'énergie éolienne, la chaleur solaire et la bioénergie produite à partir du bois, des déchets et de la tourbe. Le gaz naturel est utilisé durant la période de transition. Le projet d'exploitation d'énergie renouvelable suédois le plus récent, «B»<sup>20</sup>, suppose une augmentation de la consommation d'énergie par habitant, contrairement à la majorité des projets d'exploitation d'énergie renouvelable, même si cette augmentation atteint un plateau au début du siècle prochain. L'argument avancé est que la Suède n'a pas autant besoin d'améliorer l'efficacité de son utilisation de l'énergie que les autres nations industrialisées, à cause de sa densité de population faible et de ses régions étendues qui pourraient servir à des plantations énergétiques (par exemple des forêts de peupliers). On pourrait opposer à cet argument le fait que si la Suède cherchait à améliorer l'utilisation de son énergie en même temps qu'elle développe des sources d'énergie renouvelable, elle pourrait devenir une nation exportatrice d'énergie, pouvant par exemple fournir du méthanol aux pays de l'Europe centrale. La chose est encore plus vraie dans le cas de la Norvège qui, si elle se donnait comme priorité l'efficacité de l'utilisation de l'énergie, aurait de plus un surplus d'énergie hydroélectrique. Le modèle scandinave commun<sup>21</sup> décrit à la figure 5 tient compte de ce potentiel, et examine les conséquences possibles de considérer la Scandinavie comme une région unique, à l'intérieur de laquelle les échanges d'énergie seraient aussi communs que le sont aujourd'hui les échanges de produits alimentaires ou industriels, et d'où découlerait une vision régionale de l'établissement des industries, etc.

Il faut noter que bien qu'une large part de la bioénergie produite en Suède et en Norvège serait du méthanol produit à partir du bois, le modèle décrit à la figure 2 pour le Danemark suppose que la plupart des biocombustibles seraient obtenus par fermentation de fumier (porcs, bétail), de cultures secondaires (par exemple la luzerne) cultivées après la récolte principale et des déchets provenant de l'industrie de l'alimentation et des habitations. Les résidus de fermentation peuvent former une partie substantielle des fertilisants utilisés; on peut choisir en particulier les cultures secondaires comme fixateurs d'azote.

Le modèle français<sup>22</sup> est basé sur le principe qu'une très petite portion de l'énergie doit être utilisée sous forme d'électricité. Il laisse donc une petite place à l'hydroélectricité et à la conversion de l'énergie éolienne et photovoltaïque. Le biocombustible destiné aux transports est produit dans des plantations énergétiques, et la bioénergie (comme le biogaz) fournit la plus grande partie de la chaleur industrielle haute température. Le reste, y compris la chaleur basse température, est fourni par des systèmes de chauffage solaire directs. Le Japon a préparé un modèle très semblable<sup>23</sup>, qui prévoit une diminution d'environ 40% de l'énergie produite (secondaire) «après l'an 2000.»

La figure 5 présente aussi le modèle de la Sardaigne<sup>24</sup>, qui rappelle l'étude californienne, l'accent étant mis principalement sur la bioénergie. Un certain nombre d'autres études font appel au principe de l'énergie renouvelable, mais sans proposer nécessairement un passage total aux sources d'énergie renouvelable. C'est le cas d'une étude présentée récemment en



which reduces the per capita delivered energy to 3 kW, the corresponding primary energy being above 4 kW, and replaces oil, natural gas and uranium by one half bioenergy, the other half direct solar, wind and a little hydro, while coal is allowed to slightly expand from the present level. Countries like West-Germany and Japan are of course particularly interesting from a renewable energy point of view, as it might be said, that if they can satisfy their energy needs entirely with renewable energy sources and at the same time preserve their particular industrial structure, then any country can do so. This should not distract attention from the need to ask questions as, if it is really reasonable to place heavy industry in areas such as the Ruhr-district, which from environmental points of view seems particularly unsuited to this kind of activity in its present form.

At present, no firm statement can be made on the feasibility of a renewable energy future for West-Germany. In the U.K., a "low energy study" has demonstrated<sup>26</sup> the feasibility of an increasing material living standard and at the same time a primary energy requirement, which declines from 5.64 kW/cap. in 1976 to 4.80 kW/cap. in 2025. However, this study is not a renewable energy scenario, since it assumes that the same energy sources will be available and used in the year 2025 as at present: slightly more coal and slightly less oil, natural gas and uranium, but only about 15 pct. renewable energy in 2025. The energy quality aspect is not explicitly discussed in this study.

### A global picture

If energy plans were available for each nation, their sum would constitute a global energy plan. An assessment of global energy requirements and supply options would be very useful in discussions of resource exploitation, energy trade and consistency of individual country plans. In actuality, all the local planning efforts have not been carried through, and global assessment has to rely on models of a limited number of regions, selected according to expectations that each region is sufficiently homogeneous to be meaningful, and that different regions are likely to follow different development patterns or that they are at different stages of a "standard pattern of development".

Some global energy scenarios are using postulated fuel price developments to model substitution rates and are using a fixed relation between energy supply and economic growth to model energy demand. In this category is the WAES report<sup>27</sup>, which selected an oil price rate of increase so modest, that the model would reject new technologies as uneconomic, and therefore reach the conclusion, that energy demand would exceed supply during the last part of the 20th century. In its high-oil price variant, the WAES oil price in year 2000 is 17.25 (1975-)\$ per barrel, a price actually surpassed as early as 1979. Similar, but more detailed modelling is used in the IIASA study "Energy in a finite world"<sup>28</sup> in which the primary energy use increases

Allemagne de l'Ouest<sup>25</sup>, selon laquelle l'utilisation d'énergie tertiaire est réduite à 3 kW par habitant, pour une énergie primaire correspondante supérieure à 4 kW, et qui propose de remplacer la moitié du pétrole, du gaz naturel et de l'uranium par la bioénergie, l'autre moitié étant composée d'énergie solaire directe, d'énergie éolienne et un petit peu d'énergie hydroélectrique, avec une légère progression de l'utilisation de charbon à partir des niveaux actuels. Du point de vue de l'énergie renouvelable, des pays comme l'Allemagne de l'Ouest et le Japon présentent certainement un intérêt particulier, et l'on peut dire que si ces pays peuvent satisfaire la totalité de leurs besoins énergétiques à partir des sources d'énergie renouvelables tout en préservant leur structure industrielle particulière, n'importe quel autre pays peut le faire. Il n'est quand même pas hors de propos de se demander s'il est vraiment raisonnable de placer l'industrie lourde dans des régions comme le district de Ruhr, qui d'un point de vue environnemental semble particulièrement peu adapté à ce type d'activité sous sa forme actuelle.

À l'heure actuelle, nul ne peut affirmer qu'un tel programme d'utilisation d'énergie renouvelable est réalisable pour l'Allemagne de l'Ouest. Au Royaume-Uni, une étude sur une «faible consommation d'énergie» a démontré<sup>26</sup> qu'il est possible d'augmenter le niveau de vie matériel tout en réduisant les exigences énergétiques primaires, qui passeraient de 5.64 kW par habitant en 1976 à 4.00 kW par habitant en 2025. Cependant, cette étude n'est pas un projet d'énergie renouvelable, car il suppose que les mêmes sources d'énergie seront disponibles et utilisées en l'an 2025 à savoir un peu plus de charbon et un peu moins de pétrole, du gaz naturel et de l'uranium, avec seulement 15% d'énergie renouvelable en 2025. L'aspect qualitatif de l'énergie n'est pas expressément traité dans cette étude.

### Tableau d'ensemble

Si les nations disposaient chacune d'un plan énergétique, on pourrait les réunir pour former un plan énergétique global. Il serait d'une grande utilité de définir les besoins énergétiques mondiaux et de définir les sources disponibles pour alimenter les débats sur l'exploitation des ressources, le commerce de l'énergie et l'application des plans des différents pays. En réalité, tous les efforts de planification locaux n'ont pas été menés à bien, et une mise au point globale doit reposer sur les modèles d'un nombre limité de régions, en supposant que chaque région est suffisamment homogène pour présenter un intérêt, et que les diverses régions adopteront des plans de développement différents ou qu'elles sont à différents stades d'un «plan de développement type».

Certains projets énergétiques mondiaux se basent sur les variations prévues des prix du carburant pour modéliser les taux de substitution et déterminent la demande énergétique à partir d'une relation fixe entre l'offre énergétique et la croissance économique. Le rapport WAES<sup>27</sup> qui appartient à cette catégorie, a choisi un taux d'augmentation des prix du pétrole tellement modeste, que le modèle rendrait les techniques nouvelles peu économiques, et l'on y conclut donc que la demande énergétique excéderait l'offre pendant la dernière partie du 20<sup>e</sup> siècle. Dans sa version prévoyant une augmentation élevée du prix du pétrole, le WAES place le baril de pétrole en l'an 2000 à \$17.25 (1975-), prix qui a été déjà dépassé en 1979. Des



from a global average of 2.0 kW/cap. in 1975 to either 3.2 (low scenario) or 5.2 kW/cap. (high scenario), in 2030. For the industrialized countries, the average consumption rises from 6.1 to 11.5 (low) or 16.5 kW/cap. (high), while the corresponding increase in the developing world is from 0.5 to either 1.3 (low) or 2.7 kW/cap. (high). In the high scenario, the ratio between energy use in the industrialized and in the developing countries thus goes from 12 to about 6, while in absolute terms the "development gap" in per capita energy consumption rises from 5.6 kW to 13.8 kW. In the low energy scenario the rise in disparity is from 5.6 kW to 10.2 kW. If this model were to be realized, a serious potential for conflict would become even more serious. The study explicitly excludes the possibility of wars, political and social conflicts.

The obvious shortcomings of models such as the ones described briefly above have sparked off a number of comments. A study commissioned by the Commission of the European Community<sup>29</sup> has investigated the effect of placing more emphasis on energy efficiency in the industrialized part of the world. Thereby the primary energy use in the industrialized world in 2030 reduces to 5.1 kW/cap. (i.e. lower than at present), while the model gives the same value for the developing world as the IIASA low scenario. Methodologically, the assumptions are as in the IIASA study except for the introduction of a dynamic relation between gross national product and energy demand. Another commentary to the IIASA study<sup>30</sup> explores the possibility of maintaining the average primary energy use on a high level (6 kW/cap.) as a goal for the middle of the next century, but to insist on an equitable distribution of this energy among all parts of the world, and to demand that this energy should be supplied from renewable sources. This turns out to be possible with major redistribution of investments, with some trade in energy based on renewable sources and with successful introduction of new technologies, such as ocean farming of bioenergy, over the 75 year period considered. Non-renewable energy resources could be phased out during the period 2000-2030. This scenario should be considered as an extreme, because it ignores the fact, that investments in more efficient use of energy are likely to be much more profitable than some of the new energy supply technologies considered in the scenario. It should also be emphasized, that energy efficiency is not just an issue for the industrialized countries. In fact, average conversion efficiency in the presently poorest countries (cooking on wood-fired stoves, etc.) is much lower than in the industrialized world, and the disparity in energy use accordingly even higher than reflected in the bare numbers. It is true, that the industrialized countries have the infrastructure to improve their energy efficiency over a short interval of time, and that this would have a large effect on global energy use. However, the need for improving energy efficiency in the developing countries, and particularly in the rural areas, is a problem of overriding importance not only for the development but for plain survival in these regions.

projections semblables mais plus détaillées sont faites dans l'étude IIASA «Energy in a finite world»<sup>28</sup>, dans lequel l'utilisation de l'énergie primaire passe d'une moyenne globale de 2.0 kW par habitant en 1975 à 3.2 (faible prévision) ou 5.2 kW par habitant (prévision élevée) en 2030. Pour les pays industrialisés, la consommation moyenne passe de 6.1 à 11.5 (faible) ou 16.5 kW par habitant (élevée), tandis que l'augmentation correspondante des pays en voie de développement est de 0.5 à 1.3 (faible) ou 2.7 kW par habitant (élevée). Pour les prédictions élevées, le rapport entre l'utilisation énergétique des pays industrialisés et celle des pays en voie de développement passe donc de 12 à environ 6, tandis qu'en terme absolu, le «fossé de développement» en consommation énergétique par habitant passe de 5.6 kW à 13.8 kW. Pour les faibles prévisions, il y a une augmentation de 5.6 kW à 10.2 kW. Si de tels modèles devaient se concrétiser, les risques sérieux de conflits se préciseraient. L'étude rejette explicitement la possibilité de guerres, et de conflits politiques et sociaux.

Les inconvénients évidents des modèles tels que ceux décrits brièvement ci-dessus ont déclenché une série de commentaires. Une étude organisée par la Commission de la Communauté européenne<sup>29</sup> a étudié la possibilité de mettre plus d'accent sur l'efficacité énergétique des pays industrialisés. Il ressort que l'utilisation d'énergie primaire du monde industrialisé en 2030 est portée à 5.1 kW par habitant (c'est-à-dire moins que la consommation actuelle), tandis que le modèle de l'IIASA (prévision faible) accorde la même valeur aux pays en voie de développement. Du point de vue de la méthode, les prévisions sont les mêmes que pour l'étude de l'IIASA, sauf qu'un rapport dynamique est introduit entre le produit national brut et la demande énergétique. Un autre commentaire fait au sujet de l'étude de l'IIASA<sup>30</sup> explore la possibilité de maintenir l'utilisation d'énergie moyenne par habitant à un niveau élevé (6 kW) comme objectif pour la moitié du prochain siècle, tout en insistant sur une répartition équitable de cette énergie entre les diverses parties du monde, et en exigeant que cette énergie soit fournie à partir de sources renouvelables. Il semble que cela soit possible si l'on procède à une refonte importante du système d'investissement, que l'on base une partie des transactions énergétiques sur les ressources renouvelables et que l'on introduise avec succès des nouvelles technologies, telles que la culture bioénergétique maritime, sur la période considérée de 75 ans. Les ressources énergétiques non renouvelables pourraient être éliminées pendant la période de 2000 à 2030. On peut faire valoir qu'un tel plan est excessif car il ignore le fait que les investissements dans des types d'énergie plus efficaces peuvent être plus profitables que certaines techniques énergétiques nouvelles considérées dans le projet. Il y a lieu aussi de préciser que l'efficacité énergétique n'est pas un problème concernant uniquement les pays industrialisés. En fait, l'efficacité de conversion moyenne dans les pays les plus pauvres à l'heure actuelle (cuisson sur four à bois, etc.) est bien inférieure à celle du monde industrialisé, et la disparité d'utilisation de l'énergie est par conséquent encore plus élevée que ne le reflètent les simples chiffres. Il est vrai que les pays industrialisés ont l'infrastructure leur permettant d'améliorer leur efficacité énergétique sur une courte période de temps, et cela peut avoir un effet important sur l'utilisation énergétique globale. Cependant, le besoin d'améliorer l'efficacité énergétique des pays en voie de développement, et particulièrement

## FUTURE STUDIES

Many among the first generation renewable energy plans are merely sketches, and various types of refinement will be needed for the future work. Several renewable energy scenarios should be formulated for a given region, delimited in different ways, reflecting different priorities in social and national goals, different expectations to future technology, etc. These plans should be checked for internal consistency and consistency with respect to stated goals or criteria. These might be the criteria set forth in the introduction to this article, but certainly the criteria are up for social discussion as well. The renewability criterion should be extended to a thorough assessment of a given plan for its ability to make the society it serves little vulnerable under changing outside conditions. The environmental criterion in many cases would require investigations of the impact of renewable energy technologies, investigations largely not performed until now. The general feeling, that most renewable energy resources are more benign, environmentally, than their non-renewable counterparts, may be right, but that has to be qualified. Finally the compatibility with development goals is part of a discussion, which should be continuously going on in every country or society, industrial or not. Even in those countries, where a meaningful discussion of social goals is taking place, the design of energy supply systems are often not part of that discussion, but is left to so-called specialists (who may work in accordance with a set of social goals acceptable to society as a whole, but who may also not).

It is clear that the economic aspects of energy plans are part of this discussion. The comparative direct economics of various components in energy systems are sometimes made the only issues in the discussion. Cost is often a very uncertain attribute to an energy system. This is due to the long periods of time, during which the system is expected to function. Although the cost of the initial equipment should be amenable to meaningful estimation, the cost of maintenance and length of operational life are very uncertain quantities for new types of conversion equipment, for which full lifetime experience is not available (this is typical of most renewable energy equipment). On the other hand, systems based on non-renewable energy resources are often dominated by the cost of raw materials and (various types of) refining in the future, costs which depend as much on future social and political factors as on raw material's availability. All this points to damping the importance of unit energy costs in discussions of energy system choices, relative to the other criteria. Still, direct economic estimates should of course be of acceptable order of magnitude, in order to go ahead with any proposed system. Research and development results are presently emerging, which will allow such estimates to be derived with reasonable accuracy for most renewable energy components.

dans les zones rurales, est un problème d'importance primordiale non seulement pour le développement mais pour la simple survie de ces régions.

## ÉTUDES FUTURES

Un grand nombre des plans d'exploitation de l'énergie renouvelables de la première génération ne sont que de simples ébauches, et il sera nécessaire d'y apporter plusieurs raffinements pour le futur. De nombreux projets d'utilisation d'énergie renouvelables doivent être établis pour une région donnée, délimitée de différentes façon qui reflètent les diverses priorités sociales et nationales, les attentes basées sur les techniques du futur, etc. Il faut s'assurer que ces plans soient solides et consistants avec les buts et les critères fixés. Ces critères peuvent être ceux que l'on a énoncés dans l'introduction du présent article, mais ils peuvent certainement faire aussi l'objet de discussions au niveau de la société. Le critère de renouvelabilité devrait mener à la certitude qu'un plan donné permettra à la société qu'il dessert d'être moins vulnérable aux changements de conditions extérieures. Le critère concernant l'environnement nécessite dans la plupart des cas des études sur les études sur les techniques d'exploitation de l'énergie renouvelable, études qui n'ont pratiquement jamais été faites jusqu'à présent. Le sentiment général que les ressources énergétiques renouvelables présentent moins de dangers pour l'environnement que leurs équivalents non renouvelables est peut-être fondé mais cela reste à prouver. Enfin, la compatibilité avec les objectifs de développement doit aussi faire partie du débat qui devrait se dérouler en permanence dans chaque pays ou société, qu'elle soit industrielle ou non. Même dans les pays où se déroule un débat enrichissant sur les objectifs sociaux, la conception des systèmes énergétiques ne fait souvent pas partie de la discussion, et cet aspect est laissé à des soi-disant spécialistes qui peuvent, mais ne le font pas toujours, travailler en respectant un certain nombre d'objectifs sociaux acceptables par toute la société.

Il est clair que les aspects économiques des plans énergétiques font partie du débat. Quelques fois les débats ne concernent que l'étude comparative des effets économiques directe des divers composants des systèmes énergétiques. Pour un tel système, le coût est souvent une donnée très incertaine. Cela est dû aux longues périodes pendant lesquelles le système doit fonctionner. Bien que le coût de l'équipement initial puisse être estimé de façon assez réaliste, le coût d'entretien et le temps de fonctionnement sont des données incertaines pour les nouveaux types de matériel de conversion pour lesquels on ne dispose pas d'une expérience échelonnée sur une toute vie (ce qui est typique de la plupart des équipements d'énergie renouvelable). D'un autre côté, les systèmes basés sur les ressources énergétiques non renouvelables sont souvent dominés par le coût des matières premières et des divers procédés futurs de raffinage, coûts qui dépendent autant des facteurs sociaux et politiques futurs que de la disponibilité des matières premières. Tout cela tend à réduire l'importance des coûts énergétiques unitaires dans les débats sur les choix des systèmes énergétiques, par rapport aux autres critères. En outre, il va de soi que les estimations économiques directes doivent se trouver dans un ordre de grandeur acceptable pour que les systèmes proposés puissent être mis en œuvre. La recherche et le développement produisent actuellement des résultats qui permettront de pro-



The next generation of renewable energy plans should be more detailed, should e.g. demonstrate the day to day operation of the system components, and they should probably show more explicitly their relations to social development goals, and should reflect considerations on different levels: local, regional as well as global. Most important, however, it would appear timely to think of setting up demonstration areas, where practical implementation of definite plans is taken up for communities (that want to be part of such a project) or on even larger scales.

## REFERENCES

1. B. Erickssen, in "Energi—inte endast en fråga om teknik", pp. 116-122. Centrum för Tvärvetenskap, Göteborg (1974).
2. B. Sørensen, *Science* **189**, 255-260 (1975).
3. B. Sørensen, *Renewable Energy*, Academic Press, London and New York (1979).
4. W. Carnahan et al., "Efficient use of energy: A physical perspective", American Physical Society, New York (1975).
5. M. Ross and R. Williams, *Technology Review*, 49 (February 1977).
6. A. Lovins, *Soft Energy Paths*, Ballinger, Cambridge (1977).
7. A. Reddy, In "Proc. UNITAR Conf. on Long-Term Energy Resources, Montreal 1979", in press.
8. B. Sørensen, In "Technology appropriate to underdeveloped countries", pp. 38-55, UCA Editores, San Salvador (1979); *New Scientist*, **83**, No 1168, 513-515 (August 1979).
9. A. Nielsen et al., "6 Lavennergihuse i Hjortekær", Laboratory for Thermal Insulation, Danish Technical University, Medd. No. 84 (1979).
10. T. Esbensen and V. Korsgaard, *Solar Energy* **19**, 195-199 (1977).
11. J. Nørgård, "Husholdninger og Energi", Polyteknisk Forlag, Lyngby (1979).
12. B. Sørensen, In "Proc. 3rd Int. Symp. Wind Energy Systems, Copenhagen 1980", BHRA Fluid Engineering, Cranfield (1980).
13. Svensk Metanolutveckling AB, "Metanol som drivmedel", Annual Report, Stockholm (1978).
14. L. Fagerström, *Forskning och Framsteg*, No. 6, 32-36 (1978).
15. A. Reddy, "Biomass as an energy source" (see Ref. 7).
16. H. Lajambe, "L'autonomie énergétique du Québec dans une perspective écologique", Hélio-Québec (1979).
17. D. Thompson and H. Boerma, *Alternatives* **8**, No 3/4, 35-49, (1979).
18. P. Craig et al., "Distributed Technologies in California's energy future", USDOE, Interim report HCP/P7405-01/02 (1978).

duire de telles estimations avec une précision raisonnable pour la plupart des éléments d'énergie renouvelables.

La prochaine génération de projets d'exploitation de l'énergie renouvelable devrait être plus détaillée, démontrant par exemple le fonctionnement au jour le jour des éléments du système, tout en indiquant probablement de façon plus explicite leurs relations avec les objectifs de développement social et en reflétant les intérêts de différents niveaux: local, régional et global. Cependant, il semble de la première importance de prévoir dès maintenant la mise sur pied de zones de démonstration, où certains plans précis peuvent être mis sur pied au niveau d'une communauté (qui veut participer à un tel projet) ou même sur une plus grande échelle.

## RÉFÉRENCES

1. B. Erickssen, in "Energi—inte endast en fråga om teknik", pp. 116-122. Centrum för Tvärvetenskap, Göteborg (1974).
2. B. Sørensen, *Science* **189**, 255-260 (1975).
3. B. Sørensen, *Renewable Energy*, Academic Press, London and New York (1979).
4. W. Carnahan et al., "Efficient use of energy: A physical perspective", American Physical Society, New York (1975).
5. M. Ross and R. Williams, *Technology Review*, 49 (February 1977).
6. A. Lovins, *Soft Energy Paths*, Ballinger, Cambridge (1977).
7. A. Reddy, In "Proc. UNITAR Conf. on Long-Term Energy Resources, Montreal 1979", in press.
8. B. Sørensen, In "Technology appropriate to underdeveloped countries", pp. 38-55, UCA Editores, San Salvador (1979); *New Scientist*, **83**, No 1168, 513-515 (August 1979).
9. A. Nielsen et al., "6 Lavennergihuse i Hjortekær", Laboratory for Thermal Insulation, Danish Technical University, Medd. No. 84 (1979).
10. T. Esbensen and V. Korsgaard, *Solar Energy* **19**, 195-199 (1977).
11. J. Nørgård, "Husholdninger og Energi", Polyteknisk Forlag, Lyngby (1979).
12. B. Sørensen, In "Proc. 3rd Int. Symp. Wind Energy Systems, Copenhagen 1980", BHRA Fluid Engineering, Cranfield (1980).
13. Svensk Metanolutveckling AB, "Metanol som drivmedel", Annual Report, Stockholm (1978).
14. L. Fagerström, *Forskning och Framsteg*, No. 6, 32-36 (1978).
15. A. Reddy, "Biomass as an energy source" (see Ref. 7).
16. H. Lajambe, "L'autonomie énergétique du Québec dans une perspective écologique", Hélio-Québec (1979).
17. D. Thompson and H. Boerma, *Alternatives* **8**, No 3/4, 35-49, (1979).
18. P. Craig et al., "Distributed Technologies in California's energy future", USDOE, Interim report HCP/P7405-01/02 (1978).



19. H. Kendall and S. Nadis (eds.), *"Energy strategies: Toward a solar future"*, Ballinger, Cambridge (1980).
20. T. Johansson and P. Steen, *"Sol-Sverige"*, Liber Forlag, Vällingby (1978).
21. B. Sørensen, "A renewable energy system for Scandinavia", in "Proc. Int. Conf. on Transitional Program towards a Soft Energy System on European scale, Rome 1979", Friends of the Earth, Rome, in print.
22. Les Amis de la Terre, *"Tout solaire"*, J. Pauvert, Paris (1978); cf. also Groupe de Bellevue: "Projet Alter" (mimeo, 1978).
23. H. Tsuchiya, "From energy hunting civilization to energy cultivating civilization", Research Institute for Systems Technology, Tokyo (mimeo, 1978).
24. P. Caccia et al., "Sardinia 2010", in "Proc. Int. Conf. on Transitional Program towards a Soft Energy System on European scale, Rome 1979", Friends of the Earth, Rome, in print.
25. F. Krause, "Energieversorgung der Bundesrepublik ohne Kern-energie und Erdöl", Öko-Institut, Frankfurt (1980).
26. G. Leach et al., *"A low energy strategy for the U.K."*, IIED Science Revs., London (1978).
27. C. Wilson (ed.), *"WAES Energy: Global Prospects 1985-2000"*, McGraw-Hill, New York (1977).
28. W. Häfele, *Energy* 4, 745-760 (1979).
29. U. Colombo and O. Bernardini, *"A low energy growth 2030 Scenario and the perspective for Western Europe"*, Commission of the European Communities, Panel on Low Energy Growth, report (1979).
30. B. Sørensen, "Global energy policy and development strategy", in "Proc. Int. Conf. on Transitional Program towards a Soft Energy System on European Scale, Rome 1979", Friends of the Earth, Rome, in print.
19. H. Kendall and S. Nadis (eds.), *"Energy strategies: Toward a solar future"*, Ballinger, Cambridge (1980).
20. T. Johansson and P. Steen, *"Sol-Sverige"*, Liber Forlag, Vällingby (1978).
21. B. Sørensen, "A renewable energy system for Scandinavia", in "Proc. Int. Conf. on Transitional Program towards a Soft Energy System on European scale, Rome 1979", Friends of the Earth, Rome, in print.
22. Les Amis de la Terre, *"Tout solaire"*, J. Pauvert, Paris (1978); cf. also Groupe de Bellevue: "Projet Alter" (mimeo, 1978).
23. H. Tsuchiya, "From energy hunting civilization to energy cultivating civilization", Research Institute for Systems Technology, Tokyo (mimeo, 1978).
24. P. Caccia et al., "Sardinia 2010", in "Proc. Int. Conf. on Transitional Program towards a Soft Energy System on European scale, Rome 1979", Friends of the Earth, Rome, in print.
25. F. Krause, "Energieversorgung der Bundesrepublik ohne Kern-energie und Erdöl", Öko-Institut, Frankfurt (1980).
26. G. Leach et al., *"A low energy strategy for the U.K."*, IIED Science Revs., London (1978).
27. C. Wilson (ed.), *"WAES Energy: Global Prospects 1985-2000"*, McGraw-Hill, New York (1977).
28. W. Häfele, *Energy* 4, 745-760 (1979).
29. U. Colombo and O. Bernardini, *"A low energy growth 2030 Scenario and the perspective for Western Europe"*, Commission of the European Communities, Panel on Low Energy Growth, report (1979).
30. B. Sørensen, "Global energy policy and development strategy", in "Proc. Int. Conf. on Transitional Program towards a Soft Energy System on European Scale, Rome 1979", Friends of the Earth, Rome, in print.

## FIGURE LEGENDS

Fig. 1. Per capita energy use in Denmark 1980 (estimated). Columns 1, 2 and 3 represent primary, secondary and tertiary energy, while column 4 serves as an indication of end-use or net energy (cf. text).

Fig. 2. Per capita energy use in Denmark 2030 for one renewable energy scenario. Columns 1, 2 and 3 represent primary, secondary and tertiary energy, while column 4 serves as an indication of end-use or net energy (cf. text).

Fig. 3. Per capita primary energy use in Denmark 1970-2030, according to one renewable energy model.

Fig. 4. Per capita tertiary energy use (i.e. energy delivered to customer) in Denmark 1970-2030, according to one renewable energy model.

Fig. 5. Per capita primary energy use for selected regions, according to renewable energy models (for sources, see text).

## LÉGENDES DES FIGURES

Fig. 1. Consommation énergétique par habitant au Danemark en 1980 (estimation). Les colonnes 1, 2 et 3 représentent les énergies primaire, secondaire et tertiaire, la colonne 4 indiquant l'utilisation finale ou nette d'énergie (voir texte).

Fig. 2. Consommation énergétique par habitant au Danemark en l'an 2030, pour un projet d'énergie renouvelable. Les colonnes 1, 2 et 3 représentent les énergies primaire, secondaire et tertiaire, la colonne 4 indiquant l'utilisation finale ou d'énergie nette (voir texte).

Fig. 3. Consommation d'énergie primaire par habitant au Danemark entre 1979 et 2030, selon un modèle d'exploitation de l'énergie renouvelable.

Fig. 4. Consommation d'énergie tertiaire par habitant (c'est-à-dire énergie livrée au consommateur) au Danemark de 1970 à 2030, selon un modèle d'exploitation de l'énergie renouvelable.

Fig. 5. Consommation d'énergie primaire par habitant pour certaines régions, selon des modèles d'exploitation de l'énergie renouvelable (pour les sources voir le texte).

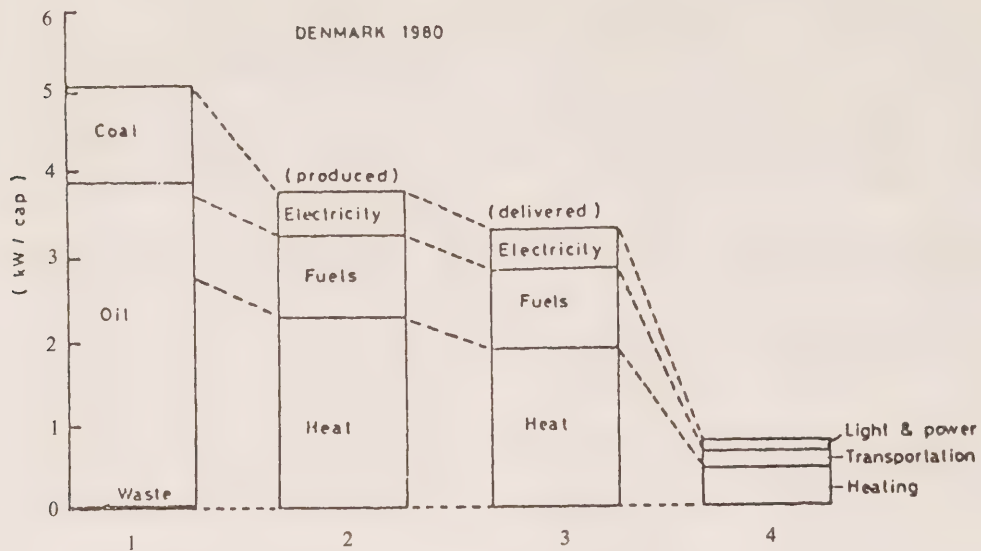


FIGURE 1

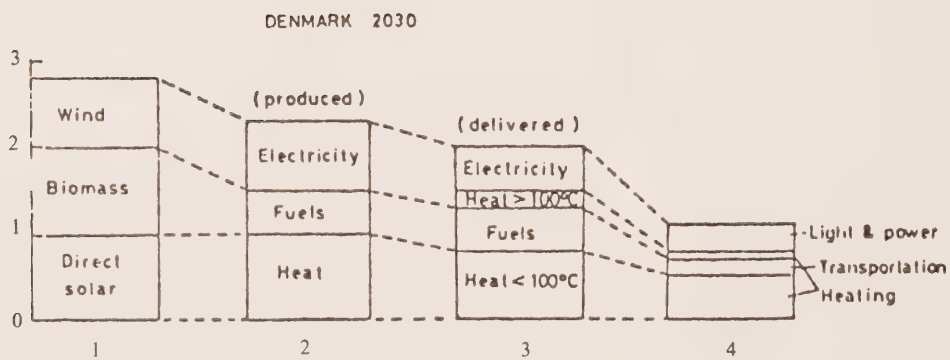


FIGURE 2



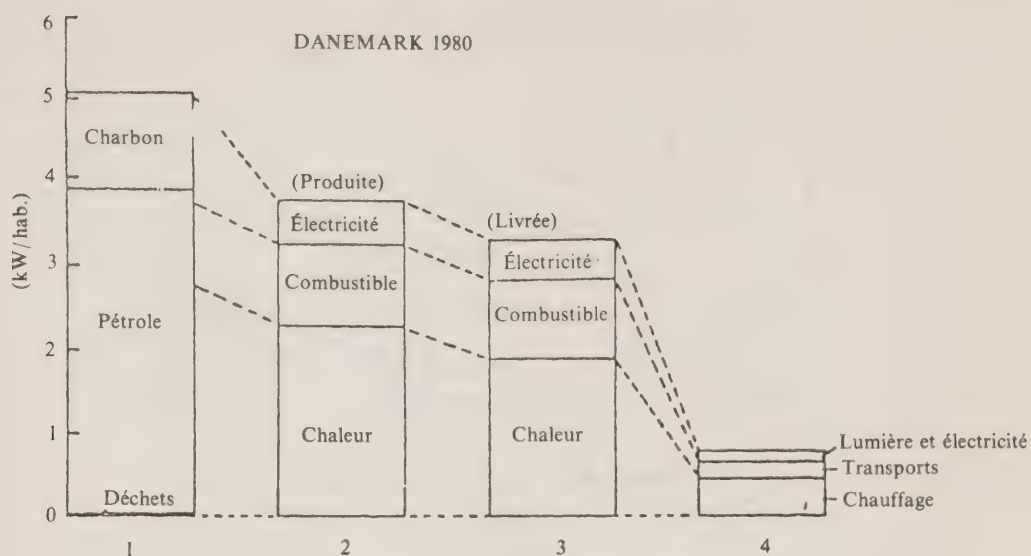


FIGURE 1

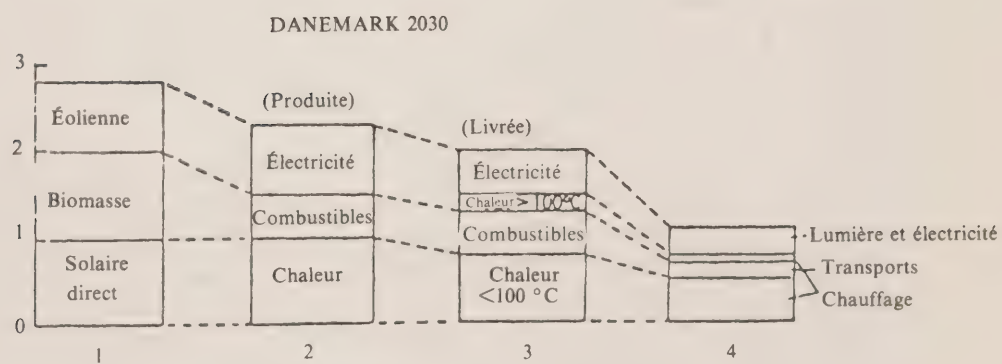


FIGURE 2

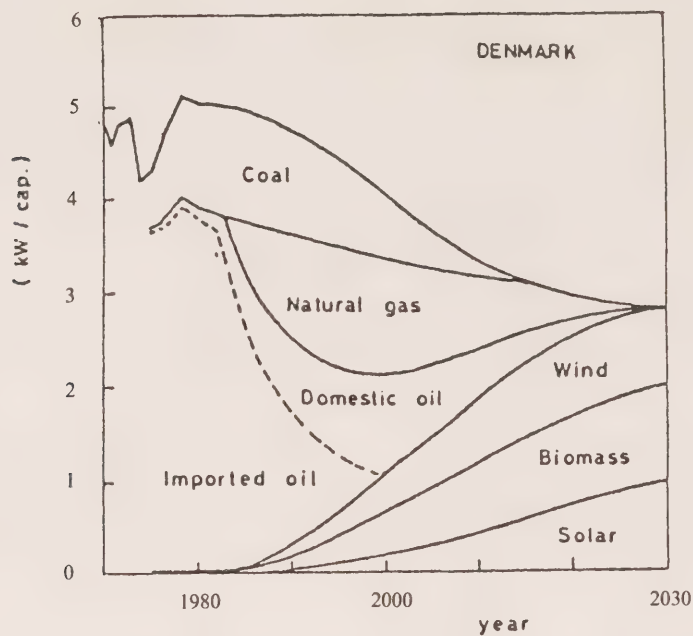


FIGURE 3

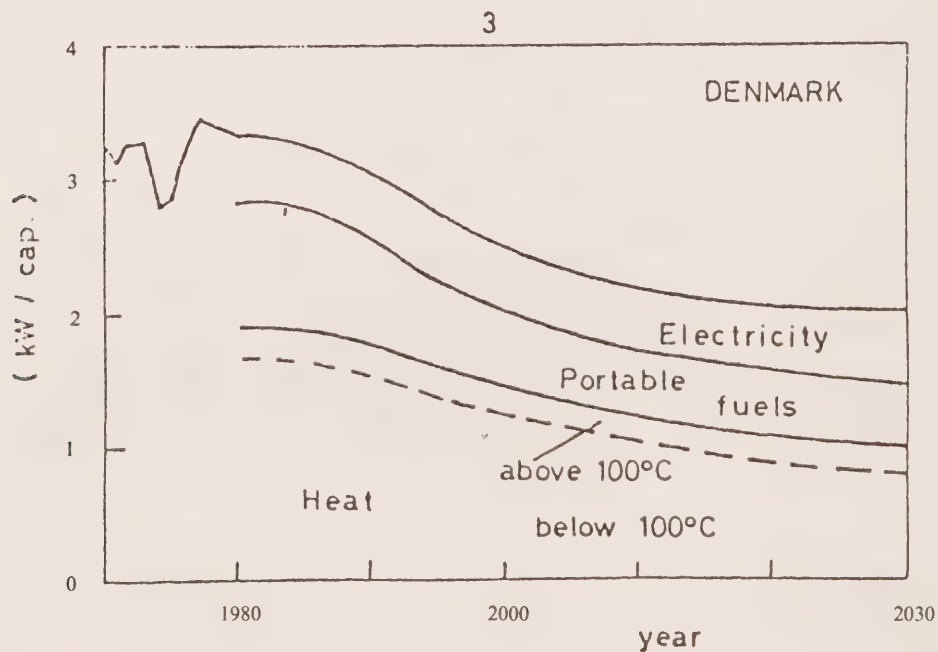


FIGURE 4

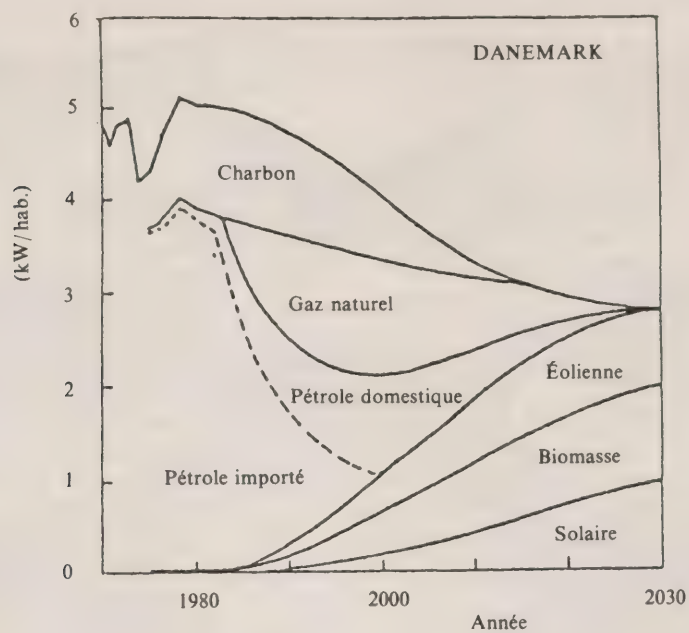


FIGURE 3

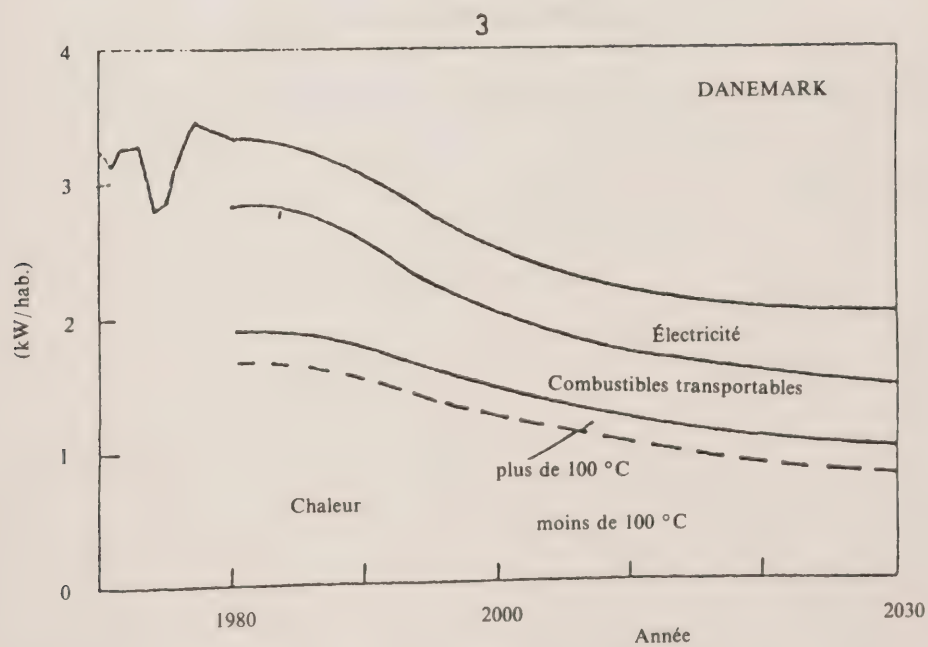


FIGURE 4



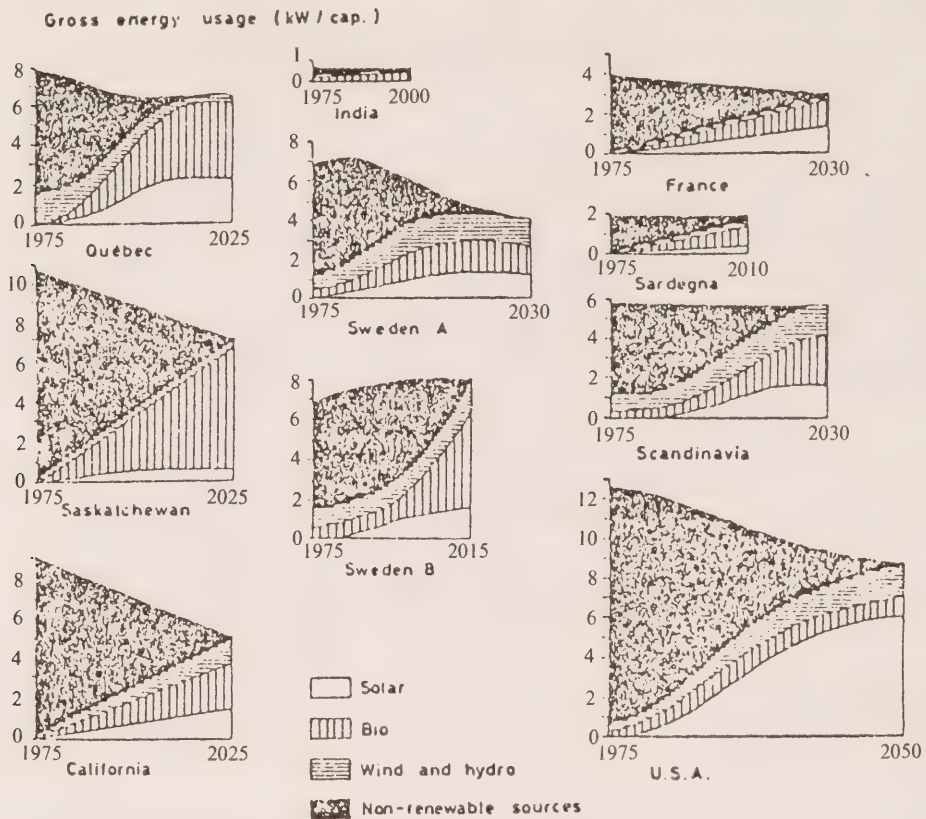


FIGURE 5

## Consommation énergétique brute (kW/hab.)

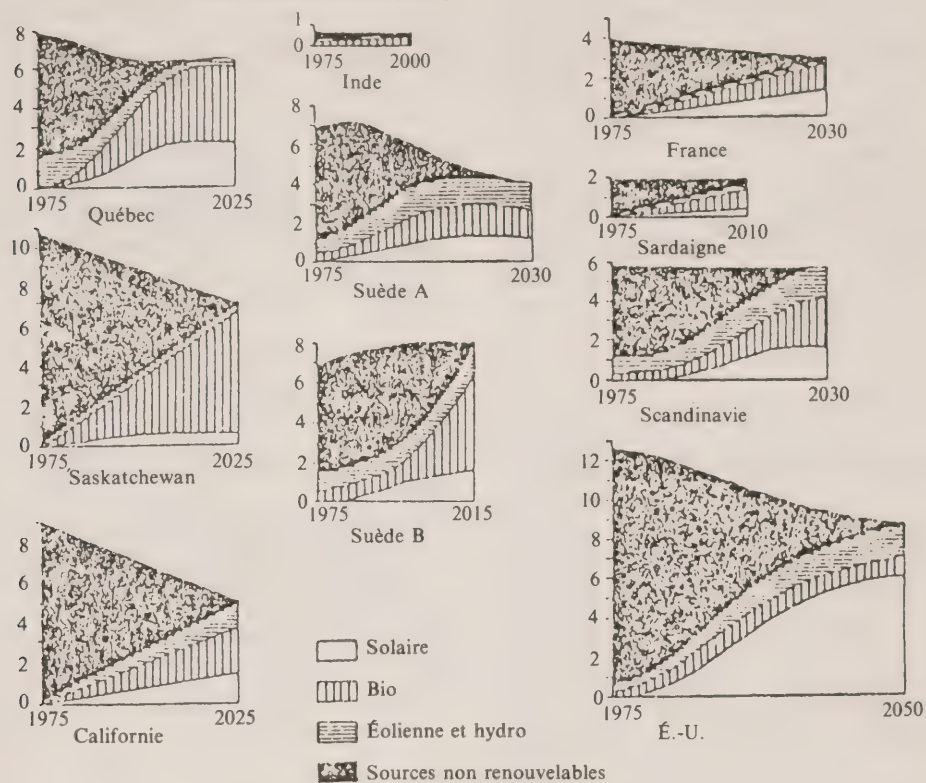


FIGURE 5

## APPENDIX "AEEA-24"

## APPENDICE «AEEA-24»

## CANMET

COAL LIQUEFACTION—A TECHNICAL  
PERSPECTIVE

J. F. Kelly  
Coal Liquefaction Group  
Synthetic Fuels Research Laboratory  
ENERGY RESEARCH PROGRAM  
ENERGY RESEARCH LABORATORIES  
ERP/ERL 80-67(R)

## Table of Contents

Executive Summary  
Sommaire administratif  
Introduction  
Coal liquefaction—Background and Canadian Perspective

Different Processes for Different Coals  
Principal Product Options and Economics

Current Development of Coal Liquefaction in Canada

The CANMET Program  
Provincial Government Developments

Technology Implementation and the Development of Canadian Expertise

Industrial Participation  
The Role of CANMET

Recommendations and Conclusions

The EMR/CANMET Contract Program  
in Coal Liquefaction

Appendix A

An Overview of the U.S. Coal Liquefaction  
Program

Appendix B

## Executive Summary

Federal government expenditures have been too small to have a significant impact on the implementation and development of coal liquefaction in Canada. In the current fiscal year, the Canadian federal government budget for coal liquefaction research and development was 320 times smaller than that of the United States. Canada must be in a better position to supplement decreasing natural crude oil reserves with synthetic liquid hydrocarbons derived from coal in the next decade. To accomplish this, greater interest needs to be generated in the potential of coal liquefaction as an alternate source of synthetic liquid fuels. CANMET has been and should continue to be the lead federal government agency in accomplishing this task.

## CANMET

LIQUÉFACTION DES CHARBONS: PERSPECTIVE  
TECHNIQUE

J. F. Kelly  
Groupe de la liquéfaction du charbon  
Laboratoire de recherche sur les combustibles synthétiques  
PROGRAMME DE RECHERCHE ÉNERGÉTIQUE  
LABORATOIRES DE RECHERCHE SUR L'ÉNERGIE

## Table des matières

Sommaire administratif  
Executive Summary  
Introduction  
Liquéfaction du charbon—Historique et perspective canadienne  
Différents procédés pour différents charbons  
Principales options et considérations économiques en ce qui concerne les produits

Progrès récents dans le domaine de la liquéfaction du charbon au Canada

Le programme CANMET  
Développement par les gouvernements provinciaux

Mise en application de la technique et développement de la compétence canadienne

Participation de l'industrie  
Le rôle du CANMET

Recommandations et conclusions

Le programme EMR/CANMET de contrats  
de liquéfaction des charbons

Appendice A

Aperçu du programme de liquéfaction des  
charbons des États-Unis

Appendice B

## Sommaire administratif

Les fonds du gouvernement fédéral accordés au programme d'implantation et de perfectionnement de la technologie de liquéfaction du charbon au Canada ont été trop minimes pour avoir un impact sérieux. Durant l'année financière en cours, le budget du gouvernement fédéral canadien pour la recherche et le développement du procédé de liquéfaction du charbon était environ 320 fois moins important que celui des États-Unis. Au cours de la prochaine décennie, le Canada doit être en mesure de suppléer aux réserves toujours décroissantes de pétrole brut naturel en introduisant des hydrocarbures liquides synthétiques dérivés du charbon. A cette fin, il faudra éveiller l'intérêt sur le potentiel de la liquéfaction du charbon comme autre source de carburants liquides synthétiques. Le CANMET est l'organisme gouvernemental fédéral qui jusqu'ici domine et devrait continuer à dominer dans la réalisation de ce projet.



The coal resources of Western Canada present the greatest prospect for the implementation of a commercial coal liquefaction industry. However, it must be recognized that for most of the deposits in Alberta and for some of those in the mountain region of British Columbia the coals are of a different geological age compared to similar rank coals in the United States. Their behaviour under similar liquefaction conditions has resulted in different conversion characteristics compared to the U.S. coals. Therefore, great caution must be exercised in trying to extrapolate U.S. and other foreign coal liquefaction process development results for application in Canada. There is a clear need for further investigation of the particular behaviour of these Canadian coals in a different variety of liquefaction processes. This need exists whether coal liquefaction technology is imported into Canada or developed by Canadians.

In the Maritimes the situation is different. Nova Scotia coals are similar to Eastern U.S. coals. Many of the coal liquefaction processes under development in the U.S. and elsewhere would be expected to be well suited for application in the Maritimes. However, the short term prospects for coal liquefaction on a large commercial scale are negated by the required increase in mining capacity. Current production, which is mostly underground and relatively expensive, would have to be tripled to supply one commercial size coal liquefaction plant. In the short term, prospects for coal liquefaction in the Maritimes would probably be best met by the use of processes which can skim a valuable liquid hydrocarbon from the coal before it is used for the thermal generation of electricity.

For coal liquefaction to be imported or developed in Canada, there is a need to establish Canadian technical expertise in the private and public sectors. Industrial participation is absolutely necessary for the implementation of large scale coal liquefaction projects in Canada. Federal government efforts to attract industrial participation in the importation or development of coal liquefaction in Canada have been relatively unsuccessful. The present intentions of the multinational oil companies seem restricted to the possible future importation of technology being developed by them outside Canada. Federal government efforts should therefore be directed towards stimulating coal liquefaction interest in the coal mining companies, Petro-Canada, other smaller Canadian oil companies and the larger resource based companies.

The EMR/CANMET coal liquefaction program was started with the objective of establishing a federal government technical expertise which would foster the development and evaluation of current coal liquefaction technology in Canada. The experimental research program at CANMET/Energy Research Laboratories has resulted in the design and construction of the first small scale continuous flow coal liquefaction unit in Canada. This unit will be used initially to investigate the co-processing of coal and bitumen/heavy oil as a unique Canadian option in coal liquefaction.

Les ressources houillères de l'Ouest canadien présentent les meilleures perspectives pour l'établissement d'une industrie commerciale de liquéfaction du charbon. Cependant, il est à noter que la plupart des gisements de charbon de l'Alberta et certains gisements de la région montagneuse de la Colombie-Britannique ont un âge géologique différent des charbons homologues des États-Unis. Leur comportement dans des conditions semblables de liquéfaction a démontré qu'ils possèdent des caractéristiques de conversion différentes de celles des charbons des États-Unis. Il faut donc prendre certaines dispositions avant d'adapter les méthodes de liquéfaction du charbon des États-Unis ou des autres pays à notre propre charbon canadien. On reconnaît le besoin d'étudier plus à fond le comportement propre des charbons canadiens soumis à différents genres de procédés de liquéfaction. Ce besoin est présent que la technologie de la liquéfaction du charbon soit importée ou mise au point par des Canadiens.

Dans les provinces des Maritimes la situation est tout à fait différente. Les charbons de la Nouvelle-Écosse sont semblables aux charbons de l'Est des États-Unis. Plusieurs procédés de liquéfaction du charbon mis au point aux États-Unis ou ailleurs peuvent très bien convenir à ces charbons. Cependant, les perspectives à court terme de liquéfaction du charbon à l'échelle commerciale sont neutralisées par un accroissement essentiel de l'exploitation minière. La production actuelle, souterraine pour une grande part et relativement coûteuse, devrait être triplée pour approvisionner une seule usine de liquéfaction du charbon à l'échelle commerciale. À court terme, les perspectives de liquéfaction du charbon des Maritimes pourraient être réalisées par l'application de procédés d'extraction d'hydrocarbures liquides avant la production thermique d'électricité.

Pour importer ou mettre au point un procédé de liquéfaction du charbon au Canada, il faut d'abord développer des compétences techniques canadiennes dans les secteurs privé et public. La participation industrielle est absolument essentielle à l'implantation à grande échelle de projets sur la liquéfaction du charbon au Canada. Les efforts déployés par le gouvernement fédéral pour encourager la participation industrielle à l'importation ou au développement des techniques de liquéfaction au Canada ont connu assez peu de succès. Les compagnies pétrolières multinationales sont plutôt intéressées à l'importation future possible de leur propre technologie développée à l'extérieur du Canada. Le gouvernement canadien devrait plutôt tenter de stimuler l'intérêt des compagnies charbonnières, de Petro-Canada, des plus petites compagnies pétrolières canadiennes et des grandes compagnies d'exploitation des ressources.

Le programme EMR/CANMET sur la liquéfaction du charbon a été implanté dans le but de créer des compétences techniques au gouvernement fédéral ayant comme tâche de promouvoir le développement et l'évaluation des technologies actuelles de liquéfaction du charbon au Canada. Le programme de recherche expérimental adopté par les Laboratoires de recherche sur l'énergie du CANMET a été responsable de la conception et de la construction de la première installation de liquéfaction du charbon en continu à petite échelle au Canada. Cette installation sera employée initialement pour analyser la co-transformation du charbon et du bitume/huile

At the end of the 1980/81 fiscal year, the CANMET coal liquefaction *contract* program will have been in operation for five years. Total federal government expenditure is estimated to be about two million dollars over five years or about 0.4 million dollars per year. Three small scale continuous coal liquefaction units are now being constructed by different contractors as part of this program.

A significant amount of interest in the development and application of coal liquefaction technology has been generated at the provincial government level by the program. Most of the coal rich provinces are now forming government groups dedicated to increasing coal liquefaction activity. The time is now right to implement a *new* joint federal-provincial contract program. This program would take advantage of the increased provincial activities and would reduce federal expenditures by cost sharing. However, for expediency the federal government should provide leadership and manage the program. This is a key role that the Energy Research Laboratories of CANMET must fulfill through a strong and expanded in-house research and development program plus a new and expanded EMR/CANMET contract program.

Canada has only one option for the implementation of a commercial scale coal liquefaction industry in the short term. The technology must be imported from South Africa, the U.S.A. the U.K. or West Germany. The South African Coal, Oil and Gas Corporation (SASOL) now operates the only commercial coal liquefaction complex in the world. Duplication of such a complex in Canada would be the route with the lowest technical risk. The processes being developed in the other countries are only approaching commercial scale. The most advanced of these is in the U.S. where a demonstration plant is now being designed and is expected to be operational by 1983. For *one* commercial coal liquefaction plant to be brought on stream in Canada near the end of this decade, an estimated expenditure of between 2.0 and 4.0 billion dollars (1978 dollars) would be required. The actual cost would depend on the size of the plant (50,000 to 100,000 barrels per stream day) and the type of technology employed. The establishment of a crown corporation in Canada to participate in the implementation of a first commercial application is an option worth further consideration.

The shortage of technical and professional manpower in the coal liquefaction area is a serious problem. Large and rapid increases in federal and provincial expenditures could not be effectively utilized with the current manpower available. Competition for experienced professionals between various sectors of the oil and gas industry is reaching epidemic proportions. The expanded role projected for bitumen and heavy oil will only add to the problem. The EMR/CANMET program stands alone as one of the few mechanisms trying to address this issue. A special sub-program directed toward universities and para-public research groups may be effective over the long term.

lourde comme option spécifiquement canadienne de la liquéfaction du charbon.

A la fin de l'année financière 1980/1981, le programme *d'adjudication* sur la liquéfaction du charbon du CANMET aura été en vigueur depuis cinq ans. Le programme aura coûté au gouvernement fédéral environ deux millions de dollars pour cinq ans ou environ 0,4 million de dollars par année. Dans le cadre de ce même programme, trois petites installations de liquéfaction du charbon en continu sont actuellement construites par des adjudicataires différents.

Grâce à ce programme, certains gouvernements provinciaux s'intéressent beaucoup au développement et à l'application de la technologie de la liquéfaction du charbon. La plupart des provinces riches en charbon ont formé des groupes gouvernementaux voués à stimuler l'activité de liquéfaction du charbon. Le temps est donc propice à l'implantation d'un *nouveau* programme d'adjudication mixte fédéral-provincial. Ce programme pourrait profiter de l'activité accrue démontrée par les provinces et réduire les dépenses fédérales par un partage des coûts avec les provinces. Cependant, pour des raisons de convenance, le gouvernement fédéral devrait diriger et administrer le programme. Ce rôle doit être assumé par les Laboratoires de recherche sur l'énergie du CANMET par l'implantation d'un programme interne élargi en plus d'un nouveau programme d'adjudication élargi EMR/CANMET.

A court terme, le Canada ne dispose que d'une seule option pour l'implantation d'une industrie de liquéfaction du charbon d'envergure commerciale. La technologie doit être importée soit d'Afrique du Sud, des États-Unis, du Royaume-Uni ou d'Allemagne de l'Ouest. La société South African Coal, Oil and Gas (SASOL) exploite la seule installation commerciale de liquéfaction du charbon au monde. La reproduction de cette installation au Canada engendrerait le moins grand risque technique. Les procédés mis au point dans les autres pays ne font qu'approcher l'échelle commerciale. En ce moment, le plus avancé de ces procédés a été mis au point aux États-Unis où une usine de démonstration est à l'étape de conception et devrait fonctionner vers 1983. Pour qu'une usine commerciale de liquéfaction du charbon soit mise en opération au Canada vers la fin de la décennie, des dépenses de l'ordre de 2,0 à 4,0 milliards de dollars (dollars 1978) seront requises. Le coût réel dépendra de la dimension de l'usine (50 000 à 100 000 barils par jour) et du genre de technologie adoptée. La création d'une société de la couronne au Canada pour participer à l'implantation de cette première installation commerciale vaut la peine d'être considérée.

La pénurie de main-d'œuvre technique et professionnelle spécialisée dans ce domaine est un sérieux problème. Une augmentation substantielle et rapide des dépenses fédérales et provinciales ne pourrait être utilisée efficacement par la main-d'œuvre actuelle. La concurrence entre les divers secteurs de l'industrie du pétrole et du gaz pour les professionnels spécialisés est nommée. Le rôle de plus en plus important joué par le bitume et l'huile lourde ne fait qu'aggraver le problème. Le programme EMR/CANMET est seul à s'adresser cette question. Un sous-programme spécialement conçu pour les groupes de recherche universitaires et para-public pourrait avoir de bons résultats à long terme.



Coal liquefaction technology better suited to the coal resources and market demands of the country can be obtained by promoting its development in Canada. This would also reduce Canada's dependence on imported technology, help train more Canadians and could lead to a technology export market as is happening in the oil sands/heavy oil area. The close proximity of the two largest fossil energy sources—the Western Canadian coals and oil-sands bitumen and heavy oils—provides a unique opportunity. Preliminary research has indicated that it may be possible to develop a process that will allow the liquefaction of coal and upgrading of bitumen to occur simultaneously. This co-processing of coal and bitumen would provide an opportunity to combine Canadian expertise in bitumen/heavy oil with that of coal. This would be the *first priority* of the Canadian coal liquefaction development program. It has the highest potential for application in Canada and should be available in a shorter period of time.

The federal government must take the initiative in developing international collaboration in the area of coal liquefaction, especially with the United States. At present, Canada has little or no coal liquefaction technology to share. Canadian participation would therefore most likely be restricted to that of an observer only, especially with respect to processes approaching commercialization. Negotiations on a Memorandum of Understanding with the U.S. Department of Energy in the area of coal technology have started. Canadian negotiations should focus on the next generation of coal liquefaction processes which should be more economical and are more in line with present technology developments in Canada.

### Introduction

In this paper, coal liquefaction will be addressed without discussing the direct use of coal for oil and gas substitution. Also, the production of alcohols from coal for use as a fossil fuel substitute will not be discussed, although this can be considered as a type of coal liquefaction. Coal liquefaction or the production of usable liquid hydrocarbons from the conversion of coal is being researched and developed in almost every industrialized country in the world. The most active program is being carried out in the United States. The 1979 U.S. fiscal year budget for coal liquefaction was approximately 222 million U.S. dollars. It is expected that this level of expenditure will drastically increase if the 20 billion dollar synthetic fuels program now being considered by the U.S. Congress becomes a reality.

Current Canadian federal government expenditures in the area of coal liquefaction are modest in comparison. Total federal government expenditures for the 1979 fiscal year were in the neighborhood of 0.70 million dollars or 320 times less than that of the United States. Coal liquefaction is important for Canada in terms of an alternate source of much needed liquid fuels. Synthetic fuels from tar sands bitumen and west-

Une technologie de liquéfaction du charbon mieux adaptée aux ressources houillères et à la demande des marchés de ce pays peut être obtenue par la stimulation de son développement au Canada. On peut ainsi réduire la dépendance du Canada à l'égard de la technologie importée, aider à la formation des Canadiens et peut-être même entraîner l'exportation de cette technologie vers d'autres marchés comme c'est le cas avec la technologie des sables bitumineux/huile lourde. La proximité des deux plus grandes sources d'énergie fossile—les charbons et les sables bitumineux et huile lourde de l'Ouest canadien—offre une occasion unique. Les recherches préliminaires ont indiqué qu'il peut être possible de mettre au point un procédé permettant la liquéfaction du charbon et l'enrichissement du bitume de se produire simultanément. Cette co-transformation du charbon et du bitume est une bonne occasion de combiner l'expertise canadienne dans le domaine du bitume/huile lourde avec celle du charbon. Ceci devrait être la *première préoccupation* du programme canadien de liquéfaction du charbon. L'application au Canada de cette technologie est des plus prometteuses et elle devrait être disponible plus rapidement.

Le gouvernement fédéral doit prendre l'initiative en ce qui a trait à la collaboration internationale en matière de liquéfaction du charbon particulièrement avec les États-Unis. En ce moment, le Canada a peu ou pas de technologie de liquéfaction du charbon à partager. La participation canadienne devra vraisemblablement se limiter à un rôle d'observateur particulièrement pour les procédés qui approchent de la commercialisation. Des négociations sont en cours concernant une entente avec l'U.S. Department of Energy dans le domaine de la technologie du charbon. Les négociations canadiennes devraient surtout porter sur la prochaine génération de procédés de liquéfaction du charbon qui devrait s'avérer plus économique et plus conforme aux développements de la technologie actuelle au Canada.

### Introduction

Dans le présent document nous considérons la liquéfaction du charbon sans envisager les utilisations directes de ce produit comme substitut du pétrole et du gaz. Nous ne considérons pas non plus la production d'alcool à partir de charbon, pour remplacer les combustibles fossiles, même si l'on peut considérer cette fabrication comme un type de liquéfaction. La liquéfaction du charbon ou la production d'hydrocarbures liquides fait l'objet de recherches et de développements dans presque tous les pays industrialisés du monde. Le programme le plus intense est celui des États-Unis. Le budget de l'année financière 1979 consacré à la liquéfaction du charbon était d'environ 222 million de dollars américains. On peut s'attendre à ce que cette somme augmente considérablement si les 20 milliards de dollars du programme des combustibles synthétiques, actuellement étudié par le Congrès, sont approuvés.

Les dépenses du gouvernement fédéral canadien dans le domaine de la liquéfaction du charbon sont très modestes en comparaison. Les dépenses fédérales totales pour l'année financière 1979 sont de l'ordre de 0,70 million de dollars, soit 320 fois moins que celles des États-Unis. La liquéfaction du charbon est importante au Canada si l'on veut avoir une autre source de combustibles liquides. Les combustibles synthétiques



ern heavy oils are also important Canadian sources of liquid fuels. A large portion of Canadian fossil fuel research and development is directed towards the upgrading or refining of bitumen and heavy oil. Coal liquefaction research and development budgets are increasing rapidly worldwide. It should be expected that the technological development of coal liquefaction will surpass that of Canadian developments in the upgrading of bitumen and heavy oil. Much of the coal liquefaction technology now under development will apply or can be modified to apply to the upgrading of bitumen and heavy oil. Canada must therefore take a more active role in the development of coal liquefaction technology if future supplies of liquid fuels from both coal and bitumen are to approach projected demands.

This paper will present some of the basic ideas involved in coal liquefaction process development taking into account the different properties of Canadian coals. The current status of coal liquefaction technology in Canada will be reviewed. The approaches, priorities and problems in the future development of Canadian expertise and the implementation of the technology in Canada will be discussed.

#### Coal Liquefaction—Background and Canadian Perspective

Coal is a heterogeneous mixture of inorganic and organic matter which is deficient in hydrogen. In the liquefaction of coal, the main objective is to produce liquid hydrocarbons considerably richer in hydrogen and free of mineral matter. The production of gaseous by-products should be minimized. In principle, there are only two approaches to liquefaction: a degradation route and a synthesis route. The degradation route implies partial breakdown of the complex coal structure into simpler molecules. These can then be further processed by more conventional technology into premium fuels comparable to the distillate fractions of natural crude oil. Almost all degradation routes can be further broken into two distinct groups, those that add hydrogen (*hydroliquefaction* processes) and those that remove carbon (*pyrolysis* processes). The common denominator for all hydroliquefaction processes is that they consume hydrogen. Hydroliquefaction processes must therefore have a source of hydrogen either external to the process or derived internally from the process. Most hydroliquefaction processes now being developed follow the latter course. The two most common internal sources are from the gasification of heavy liquid and/or solid by-products or residues (i.e. mixtures of unreacted coal and pitch) and the steam reforming of light process off-gases such as methane and ethane. Some processes use combinations of the above internal sources. Because of its large reserves of natural gas, Canada can consider using an external source, at least for the short term. At present, the least expensive source of hydrogen in Canada is from the steam reforming of natural gas. This is a special advantage in Canada now and is augmented by the

extraits des sables bitumineux et des huiles lourdes de l'Ouest sont également des sources canadiennes importantes de combustibles liquides, et une forte proportion de la recherche et du développement effectués au Canada sur les combustibles fossiles est consacrée à l'amélioration ou au raffinage des bitumes et des huiles lourdes. Les budgets de recherche et de développement portant sur la liquéfaction du charbon augmentent rapidement dans le monde entier. On peut s'attendre à ce que le développement technique dans ce domaine dépasse le niveau canadien de développement dans l'amélioration des bitumes et des huiles lourdes. L'essentiel de la technologie de liquéfaction des charbons actuellement à l'étude s'appliquera à l'amélioration des bitumes et des huiles lourdes ou pourra être modifiée pour s'y appliquer. Le Canada doit donc jouer un rôle plus actif dans le développement de la technique de liquéfaction du charbon si l'on veut que les approvisionnements futurs en combustibles liquides provenant tant du charbon que des bitumes avoisinent la demande prévue.

Le présent document contient un certain nombre d'idées fondamentales relatives au développement du processus de liquéfaction du charbon et prenant en considération les différentes propriétés des charbons canadiens. La situation actuelle de la technique de liquéfaction du charbon au Canada sera étudiée et les approches, les priorités et les problèmes du développement futur de la compétence canadienne et de la mise en pratique de la technique au Canada seront également envisagés.

#### Liquéfaction du charbon—Historique et perspective canadienne

Le charbon est un mélange hétérogène de matière minérale et organique, pauvre en hydrogène. Dans la liquéfaction du charbon, le principal objectif est de produire des hydrocarbures liquides beaucoup plus riches en hydrogène et exempts de matière minérale. La production de sous-produits gazeux devrait être minimisée. En principe il n'y a que deux méthodes de liquéfaction: la dégradation ou la synthèse. La dégradation signifie la rupture partielle de la structure complexe du charbon en molécules plus simples. Celles-ci peuvent ensuite être traitées une nouvelle fois, par une technique plus classique, pour produire des combustibles de qualité comparable aux fractions distillées à partir des pétroles bruts naturels. Presque toutes les voies de dégradation peuvent être à nouveau divisées en deux groupes distincts, ceux qui ajoutent de l'hydrogène (*hydroliquéfaction*) et ceux qui extraient du carbone (*pyrolyse*). Le dénominateur commun de tous les procédés d'hydroliquéfaction est qu'ils consomment de l'hydrogène. Ils exigent donc une source d'hydrogène soit extérieure soit dérivée du processus lui-même. La plupart des procédés d'hydroliquéfaction actuellement mis au point utilisent cette dernière méthode. Les deux sources les plus communes d'hydrogène interne sont la gazéification des liquides lourds ou celle des sous-produits ou résidus solides (par exemple les mélanges de charbon et de goudron qui n'ont pas réagi) et le reformage à la vapeur des gaz légers dégagés par le procédé, comme le méthane et l'éthane. Certains procédés utilisent une combinaison des diverses sources internes. En raison de ses vastes réserves de gaz naturel, le Canada peut envisager l'utilisation d'une source extérieure, du moins à court terme. Actuellement,

possible large market in the enhanced oil recovery field for the carbon dioxide which is produced as a by-product.

In contrast, the synthesis route involves complete destruction of the coal structure by gasification to produce synthesis gas (carbon monoxide and hydrogen mixture). This synthesis gas can then be catalytically converted into a wide range liquid hydrocarbons and petrochemicals.<sup>1</sup>

Historically, both the hydroliquefaction and synthesis routes originated in Germany in the 1913-23 period. The hydroliquefaction, and to a lesser extent, the synthesis route were pioneered to the commercial scale in Germany before the start of World War II. During the war, about 90 per cent of German aviation gasoline was produced from coal hydroliquefaction. The synthesis route also produced gasoline and diesel oil but its main interest was for the production of a feedstock that could be converted into edible fats, soaps and detergents.

Most of the German hydroliquefaction plants were destroyed at the end of the war. One plant was recommissioned after the war, but was later (1959) converted to a more conventional oil refinery. Today, there are no commercial size hydroliquefaction plants in operation anywhere in the world. The synthesis route, however, is still being operated at the commercial scale in South Africa at a plant constructed in 1955 (SASOL I).

The chemical processes and reactions are different in each route. Therefore, the products from each process are chemically different. The products from the degradation route are high in aromatic (benzene type hydrocarbon) content. Those from the synthesis route are almost entirely straight chain hydrocarbons. Also, the synthesis route is less efficient (for 100 p. 100 liquid product) than the degradation route, and suffers from a lack of liquid product selectivity. However, high selectivity for gasoline can be obtained from the synthesis route by adding a methanol production step. The methanol can then be catalytically converted to a highly aromatic gasoline (MOBIL Process). The penalty for this higher selectivity is a decrease in overall efficiency.

An important point to keep in mind when considering different routes to the production of liquid hydrocarbons from coal is the heterogenous nature of coal. A variety of coal properties affect the choice of an optimum liquefaction route. Coal rank (geological maturity), organic material composition, mineral matter and oxygen, sulphur and nitrogen content all can influence liquefaction behaviour in different ways depending on the type of process under consideration. From this point of view, it is appropriate to look at why different coals need different processing routes. Also, in the Canadian context it is appropriate to outline which type of processes now under development are suited to which Canadian coals.

la source d'hydrogène la meilleure marché au Canada est le reformage à la vapeur du gaz naturel. C'est là un avantage spécial que possède le Canada actuellement et qui est encore accru par le vaste marché possible, dans le domaine de la récupération supplémentaire des pétroles, pour le dioxyde de carbone qui en est un sous-produit.

La synthèse, au contraire, exige la destruction complète de la structure du charbon par une gazéification pour produire un gaz de synthèse (mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène). Ce gaz de synthèse peut ensuite être converti, par voie catalytique, en une vaste gamme d'hydrocarbures liquides et de produits pétrochimiques.<sup>1</sup>

Historiquement, c'est en Allemagne que sont nés l'hydroliquefaction et la synthèse, durant la période 1913-1923. L'hydroliquefaction, et dans une moindre mesure la synthèse, ont été expérimentées à l'échelle commerciale, en Allemagne, avant le début de la deuxième guerre mondiale. Pendant la guerre, environ 90 p. 100 de l'essence d'aviation allemande était produite par hydroliquefaction du charbon. La synthèse conduisait également à de l'essence et à du carburant diesel, mais son intérêt principal résidait dans la production de matières premières qui pouvaient être converties en graisses comestibles, savons et détergents.

La plupart des usines allemandes d'hydroliquefaction furent détruites à la fin de la guerre. Une usine fut remise en service, mais fut par la suite (1959) convertie en raffinerie de pétrole classique. Actuellement il n'y a aucune usine d'hydroliquefaction de taille commerciale en fonctionnement dans le monde. La synthèse, toutefois, fait encore l'objet d'une exploitation commerciale en Afrique du Sud dans une usine construite en 1955 (SASOL I).

Les phénomènes et réactions chimiques sont différents pour chaque procédé. Par conséquent, les produits sont également chimiquement différents. Les produits de la dégradation contiennent beaucoup d'aromatiques (Hydrocarbures de type benzène). Ceux de la synthèse sont presque uniquement des hydrocarbures à chaîne droite. De plus, la synthèse est moins efficace (pour 100 p. 100 de produit liquide) que la dégradation et souffre d'un manque de sélectivité à l'égard des produits liquides. Toutefois, on peut parvenir à une haute sélectivité vis-à-vis de l'essence en ajoutant une étape de production de méthanol. Le méthanol peut être converti par voie catalytique en une essence très aromatique (procédé MOBIL). L'inconvénient de cette sélectivité plus élevée est une baisse de l'efficacité globale.

Un point important dont il faut se souvenir lorsque l'on envisage les différentes voies de production d'hydrocarbures liquides à partir de charbon, est la nature hétérogène de ce charbon. Nombre de propriétés du charbon conditionnent le choix de la voie de liquéfaction optimale. Le rang du charbon (maturité géologique), la composition de la matière organique, la quantité de matière minérale, d'oxygène, de soufre et d'hydrogène influencent tous le comportement lors de la liquéfaction de façon différente selon les procédés envisagés. À ce point de vue, il y a lieu de considérer pourquoi certains charbons exigent des voies différentes. Par ailleurs, dans le contexte canadien, il convient de définir quels procédés, actuel-

<sup>1</sup> For a more detailed review of coal liquefaction processes, see Taylor, G.W. "Liquid Fuels from Canadian Coals"; CANMET Report 79-13; CANMET, Energy, Mines and Resources Canada; 1979.

<sup>1</sup> Un exemple plus détaillé des procédés de liquéfaction du charbon figure dans Taylor, G.W. «Liquid Fuels from Canadian Coals»; rapport CANMET 79-13; CANMET, Énergie, Mines et Ressources Canada; 1979.



### *Different Processes for Different Coals*

The country with the most active research and development effort in coal liquefaction at present is the United States.<sup>2</sup> After several years of development, three processes are relatively close to commercialization. These are all hydroliquefaction processes: the Solvent Refined Coal process (SRC), the Exxon Donor Solvent process (EDS) and the H-Coal process. The SRC process has been operated at the 30-50 ton per day scale in a pilot plant located at Fort Lewis, Washington. Currently, conceptual design studies are underway for an SRC demonstration plant to be constructed by 1984 with a capacity of approximately 6700 tons of coal per day (SRC II). The development of the EDS process includes the operation of a 250 ton per day pilot plant now under construction at Baytown, Texas. This plant is expected to be on stream in 1980. The H-Coal process is still to be piloted at the 600 ton per day scale in a large plant in the final stages of construction at Catlettsburg, Kentucky. The H-coal pilot plant is scheduled to come on stream in mid-1980. The advanced stage of development of these processes is indicative of the rate of progress being made in the development of hydroliquefaction processes in the United States. However, this does not imply that there are no problems. Over a two to three year operating period these larger plants should go a long way to providing answers to questions concerning solids separation from slurry product streams, unit operation integration, mechanical equipment reliability and product upgrading.

In general, these processes are geared to a high-volatile bituminous coal as feedstock. For other types of coal (ie. lignites and sub-bituminous), the processes have not been finely optimized, but they do operate. Lower rank coals tend to yield less liquid product with more gas production and higher hydrogen consumption. For coals with very high ash contents (greater than 30 p. 100), the synthesis route is preferable. The gasification step allows easier and more economical removal of large quantities of ash. Similarly, rapid pyrolysis and flash hydropyrolysis processes which generally use entrained-flow reactors are sensitive to caking coals. For these processes, coal pretreatment to reduce caking has been investigated.

From the above discussion, it is apparent that different coals require different processes. However, the determination of an optimum coal liquefaction process for a given coal is not a simple matter. This is especially true when trying to account for variations in coal quality over a large deposit area. At the present stage of coal liquefaction development in Canada, attractive coal deposits are being identified solely by such gross parameters as overall deposit size and coal rank. Clearly there is a great need for further study and characterization of

lement en développement, seraient applicables au charbon canadien.

### *Différents procédés pour différents charbons*

Actuellement, les États-Unis sont le pays qui a l'effort de recherche et de développement le plus intense dans le domaine de la liquéfaction du charbon? Après plusieurs années de développement, trois procédés, tous d'hydroliquéfaction, sont relativement près de la commercialisation. Le procédé de raffinage du charbon au solvant (SRC), le procédé Exxon du solvant donneur (EDS) et le procédé charbon-hydrogène (H-Coal). Le procédé SRC a été exploité à une échelle de 30 à 50 tonnes par jour dans une usine pilote située à Fort Lewis (Washington). Actuellement, des études de conception sont en cours pour réaliser une usine de démonstration qui sera construite d'ici 1984 et aura une capacité approximative de 6 700 tonnes de charbon par jour (SRC II). Le développement du procédé EDS comprend l'exploitation d'une usine pilote de 250 tonnes par jour, actuellement en construction à Baytown (Texas). Cette usine devrait entrer en production en 1980. Le procédé H-Coal devra encore faire l'objet d'une étude pilote à l'échelle de 600 tonnes par jour dans une vaste usine, actuellement aux derniers stades de construction à Catlettsburg (Kentucky). Cette usine pilote devrait entrer en production au milieu de 1980. L'état avancé de développement de ces procédés témoigne de la vitesse des progrès qui ont été réalisés dans le développement de l'hydroliquéfaction aux États-Unis. Toutefois, cela signifie nullement qu'il n'y a aucun problème. Au cours d'une période d'exploitation de deux à trois ans, ces usines plus grandes devraient apporter un bon nombre de réponses aux questions concernant la séparation des solides des courants de boues, l'intégration du fonctionnement des différentes unités, la fiabilité du matériel mécanique et l'amélioration du produit.

En général, ces procédés utilisent comme matière première un charbon bitumineux riche en matière volatile. Pour les autres types de charbon (c'est-à-dire lignites et sub-bitumineux) les procédés n'ont pas encore été optimisés, mais ils fonctionnent. Les charbons de rang inférieur tendent à donner moins de produits liquides et plus de produits gazeux, tout en consommant davantage d'hydrogène. Pour les charbons ayant une forte teneur en cendres (plus de 30 p. 100), la synthèse est préférable. L'étape de la gazéification permet d'extraire plus facilement et plus économiquement les grandes quantités de cendres. De la même façon, la pyrolyse rapide et l'hydropyrolyse éclair, qui exigent généralement des réacteurs à courant entraîné, sont sensibles à l'agglomération des charbons. Pour les utiliser, on étudie un prétraitement permettant de réduire cette agglomération.

Après ce que nous venons de dire, il est clair que différents charbons exigent différents procédés. Toutefois, le choix d'un procédé optimal de liquéfaction pour un charbon donné n'est pas une question simple. C'est particulièrement vrai lorsqu'on essaie de prendre en considération les variations de qualité du charbon d'un même gisement. Au stade actuel du développement de la liquéfaction du charbon au Canada, les gisements exploitables ne sont identifiés que par des paramètres grossiers tels que l'étendue générale du gisement et le rang du charbon.

<sup>2</sup> For an overview of coal liquefaction developments in the United States see Appendix B.

<sup>2</sup> Voir à l'appendice B un aperçu des développements en matière de liquéfaction des charbons aux États-Unis.



Canadian coals as to their suitability for different liquefaction processes. Nevertheless, based on coal liquefaction experiences in other parts of the world and on what is now known in Canada the following observations can be made:

*For the Maritimes*—Nova Scotia and New Brunswick coals are of high-volatile bituminous rank. Ash content varies from low (3 p. 100) to moderate (20 p. 100). Sulphur content compared to Western Canadian low-rank coals is very high (2-10 p. 100). Nova Scotia production is almost all from underground mines. This results in higher costs in comparison with surface mined coal. Mineable coal or the portion of measured and indicated resources of immediate interest is in the range of 420 megatons (metric). This is enough coal to support only two commercial size (100,000 barrels per stream day) coal liquefaction plants over a 20 year operational life. Total annual production is currently about half that required for a small scale (50,000 barrel per stream day) coal liquefaction commercial facility. This coal is all used for electricity generation and by the steel industry. Therefore, major obstacles to the development of a coal liquefaction industry in the Maritimes are the type (underground) of the deposits and that total production would have to be tripled to support one commercial size coal liquefaction plant.

At present, the Maritimes are completely dependent on foreign sources for crude oil. The U.S. hydroliquefaction processes now approaching commercialization are expected to be well suited to the Maritime coals. These hydroliquefaction processes were primarily developed with Eastern U.S. coals which are very similar to the coals of Nova Scotia. However, due to the obstacles outlined above, commercial operation does not seem practicable. A more realistic approach would be to investigate liquefaction processes which can remove valuable liquid hydrocarbons from the coal before it is burned for electricity generation. Processes such as flash pyrolysis or supercritical gas extraction can do this and generate a char which could be investigated for direct combustion. This would allow the development of a coal liquefaction industry in the Maritimes which may be more realistic in terms of the resources of the area. It is estimated that this option could supply between 10 and 15 percent of the current transport fuel requirements of Nova Scotia.

*For Ontario and Quebec*—Ontario has the large (218 megatons) Onakawana lignite deposit that could be used to produce liquid fuels by either a hydroliquefaction route or a synthesis route. The synthesis route may be preferable due to the high moisture content (50 p. 100) of this lignite. At present not

Il est clair qu'il faudra étudier et caractériser davantage les charbons canadiens quant à leur adaptabilité pour les différents procédés de liquéfaction. Néanmoins, en se basant sur les expériences déjà faites dans d'autres parties du monde et sur ce que l'on sait au Canada, nous pouvons faire les observations suivantes:

*Région de l'Atlantique*—Les charbons de Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick sont des bitumineux à forte teneur en matière volatile. La teneur en cendres varie de faible (3 p. 100) à modérée (20 p. 100). La teneur en soufre, par comparaison avec les charbons de bas rang de l'Ouest canadien, est très forte (2 à 10 p. 100). La production de Nouvelle-Écosse est presque entièrement par mines souterraines, ce qui occasionne des coûts plus élevés que l'exploitation à ciel ouvert. Le charbon exploitable, ou la partie des ressources mesurée et prouvée à laquelle on s'intéresse présentement, est de l'ordre de 420 mégatonnes. C'est une quantité suffisante pour alimenter deux usines de liquéfaction de taille commerciale (100 000 barils par jour de fonctionnement) pendant une période de vie prévue de 20 ans. La production annuelle totale est actuellement de la moitié de ce qu'exigerait une petite usine de taille commerciale (50 000 barils par jour d'exploitation). Ce charbon est utilisé pour la production d'électricité et par l'industrie sidérurgique. Par conséquent, les principaux obstacles au développement de l'industrie de la liquéfaction du charbon dans les provinces atlantiques est le type de gisement (souterrain) et le fait que la production totale devrait être triplée pour alimenter une usine de liquéfaction de taille commerciale.

Actuellement, les provinces atlantiques dépendent totalement de sources étrangères pour leur pétrole. Les procédés d'hydroliquéfaction américains qui arrivent présentement au stade de commercialisation seraient assez bien adaptés au charbon des provinces atlantiques. Ces procédés d'hydroliquéfaction ont été mis au point principalement avec les charbons de l'est des États-Unis qui sont très similaires au charbon de Nouvelle-Écosse. Toutefois, en raison des obstacles que nous avons mentionné ci-dessus, l'exploitation commerciale ne semble pas logique. Une approche plus réaliste constituerait à étudier des procédés de liquéfaction qui pourraient extraire des hydrocarbures liquides du charbon avant qu'on ne le brûle dans une centrale thermique. Des procédés tels que la pyrolyse éclair ou l'extraction par des gaz super-critiques peuvent permettre de réaliser cet objectif et en même temps de produire un matériel carbonisé qui pourrait encore être utilisé pour la combustion directe. Une telle approche permettrait le développement d'une industrie de liquéfaction du charbon dans les provinces atlantiques et une utilisation plus réaliste des ressources de la région. On estime que cette option pourrait fournir entre 10 et 15 p. 100 des besoins actuels de la Nouvelle-Écosse en carburant pour les transports.

*Ontario et Québec*—En Ontario, le vaste dépôt de lignites d'Onakawana (218 mégatonnes) pourrait être utilisé pour produire des carburants liquides soit par hydroliquéfaction soit par synthèse. La synthèse pourrait être préférable en raison de la forte teneur en humidité (50 p. 100) de ce lignite. Actuelle-

enough is known about the nature of this deposit to make an accurate assessment.

Quebec has large reserves of peat which can be liquified by the coal hydroliquefaction route. Preliminary research work in Quebec has shown that tar production from peat is possible and that it can be carried out without requiring prior drying of the material.

There is potential for coal liquefaction in Ontario. The Onakawana lignite deposit could support one commercial size liquefaction facility. The first step in the development of a coal liquefaction industry in Ontario would be to assess the Onakawana coal deposit for its liquefaction potential. The behaviour of this coal in both the hydroliquefaction and synthesis routes should be determined.

*For Western Canada*—Western Canadian coal deposits are of a younger geological age than those of Eastern Canada. Rank generally increases in a westerly direction from lignite in Saskatchewan, to subbituminous Alberta plains coals, to low-volatile bituminous coals in the Rocky Mountain region. These coals are characterized by their low sulphur contents (less than 0.5%) and moderately high ash contents. A feature of the plains coals (lignite and subbituminous) that makes them prime contenders for liquefaction are the size of the deposits (8 gigatons) and the fact that they are surface mineable. For these coals specially modified versions of the current hydroliquefaction processes would seem to be the best routes to liquid fuels. Modified hydroliquefaction processes are needed to take advantage of the higher moisture content of the coals and the lower reactivity of the organic part of the coal matrix. The development of hydroliquefaction processes for these coals is a major part of the current coal liquefaction program in Canada. Applicable process development is also underway in the U.S. (COSTEAM Process).

In both Saskatchewan and Alberta, lignite and subbituminous coals are primarily used for thermal generation of electricity. Processes which can remove valuable liquid hydrocarbons from these coals and which generate a usable char for combustion are also of interest. Thus, flash pyrolysis and supercritical gas extraction processes are also being investigated for application to these coals. For deposits which have a *very high* ash or moisture content or a very unreactive organic matrix, the synthesis route may be better suited.

More important is the close proximity of these coals to the heavy oil and tar sands bitumen deposits of Western Canada. Preliminary Canadian investigation of the co-processing of these coals with heavy oils and bitumen is now underway. Studies at CANMET indicate that Canadian bitumens may also be good coal liquefaction solvents. For most hydroliquefaction processes, the recycle solvent stream which is generated from the whole slurry reactor product is mixed with fresh feed coal at a weight ratio of two or three to one. If this solvent stream were replaced with a non-recycled bitumen solvent that performed equivalently, it is estimated that the same size hydroliquefaction reactor would produce four to six times as much liquid product. In comparison with the hydrocracking of the bitumen solvent alone, the co-processing with coal would increase the overall liquid yield by an estimated 20

ment on ne sait pas suffisamment de choses sur la nature de ce gisement pour faire une évaluation précise.

Le Québec a de vastes réserves de tourbe qui pourraient être liquifiées par hydroliquéfaction. Des travaux préliminaires de recherche ont montré que la production de goudron à partir de la tourbe est possible et qu'on peut y parvenir sans séchage préalable du matériau.

Il y a un potentiel de liquéfaction de charbon en Ontario. Le gisement de lignite d'Onakawana pourrait alimenter une installation de liquéfaction de taille commerciale. La première étape serait d'évaluer le potentiel de liquéfaction de ce gisement et le comportement de ce charbon dans les procédés d'hydroliquéfaction et de synthèse.

*Provinces de l'Ouest*—Les gisements de charbon de l'Ouest du Canada sont d'un âge géologique plus récent que ceux de l'est. Le rang augmente généralement dans une direction ouest du lignite de Saskatchewan au charbon bitumineux à faible teneur en matière volatile des montagnes Rocheuses, en passant par les charbons sub-bitumineux des plaines de l'Alberta. Ces charbons sont caractérisés par leur faible teneur en soufre (moins de 0,5%) et leur teneur modérément élevée en cendres. Une caractéristique des charbons des plaines (lignite et sub-bitumineux), qui en fait les premiers candidats à la liquéfaction, est la taille des gisements (8 gigatonnes) et le fait qu'ils peuvent être exploités à ciel ouvert. Il semblerait que pour ces charbons, des versions spécialement modifiées des procédés d'hydroliquéfaction actuels seraient la meilleure façon d'obtenir des carburants liquides. Les procédés d'hydroliquéfaction doivent être modifiés pour tirer parti du plus fort degré d'humidité de ces charbons et de la plus faible réactivité de la partie organique de la matrice carbonée. La mise au point de procédés d'hydroliquéfaction pour ces charbons, constitue une partie importante actuel de liquéfaction des charbons du Canada. La mise au point de procédés applicables est également à l'étude aux États-Unis (procédés COSTEAM).

En Saskatchewan et en Alberta, les lignites et les charbons sub-bitumineux sont utilisés principalement pour la production d'énergie électrique. Des procédés qui permettraient d'extraire des hydrocarbures liquides de ces charbons et laisseraient un produit de carbonisation pouvant être brûlé dans les centrales électriques est également intéressant. Par conséquent, la pyrolyse éclair et l'extraction super critique de gaz sont également étudiées pour ces charbons. Pour ceux qui ont une teneur très élevée en cendres ou en humidité, ou encore une matrice carbonée très peu réactive, la synthèse serait mieux adaptée.

Ce qui est plus important encore, c'est l'étroite proximité de ces charbons et des gisements de sables bitumineux de l'Ouest du Canada. On procède actuellement à des études préliminaires sur la possibilité de traiter simultanément ces charbons et des pétroles lourds ou bitumes. Des études effectuées au CANMET indiquent que les bitumes canadiens pourraient être également de bons solvants pour la liquéfaction du charbon. Dans la plupart des procédés d'hydroliquéfaction, le solvant recyclé qui est extrait du produit du réacteur est mélangé avec le charbon qui arrive dans un rapport de masse de deux ou trois à un. Si ce solvant était remplacé par un solvant bitumineux non recyclé, qui aurait la même fonction, on estime que le même réacteur d'hydroliquéfaction pourrait produire quatre à six fois plus de produit liquide. Par comparaison avec l'hydrocraquage du solvant bitumineux seul, le



to 30 percent. This uniquely Canadian process concept should be given a high priority with respect to the utilization of our Western Canadian lignite and subbituminous coal deposits.

The current production of low to medium-volatile bituminous coal from the East Kootenay Region of British Columbia is more than that required for a pioneer commercial coal liquefaction plant. At present, the majority of this good coking blend coal is being exported to Japan for use by the Japanese steel industry. Most of this coal is now surface mined. For these coals, conversions and liquid yields from hydroliquefaction type processes are expected to be lower than those for high-volatile bituminous coals. Therefore, these coals should probably be reserved for coking and thermal uses.

There are deposits of high-volatile bituminous coal in B.C. which should be investigated for their hydroliquefaction potential. In some of these deposits the coal is oxidized. Oxidation will tend to reduce conversions and liquid yields but with special approaches (*pretreatments*) it should be possible to overcome this problem.

British Columbia coals are, at this time, the least characterized with respect to their potential for coal liquefaction. It is of paramount importance that a program to begin the characterization of a major B.C. deposits which are expected to be suitable for coal liquefaction be implemented as soon as possible. British Columbia coals are at this time the least characterized with respect to their potential for coal liquefaction.

#### *Principal Product Options and Economics*

For most countries considering the production of liquid hydrocarbons from coal, premium heating and transport fuels are the principal products that justify the development of this technology. For Canada, premium transport fuels are gasoline (aviation and automotive) and diesel oil. If present developments worldwide in the automotive industry are any indication, then diesel engines are the upcoming trend as they provide greater fuel economy.

It is important to note that the diesel fuel option may not be favorable with respect to hydrogen consumption. The hydrogen to carbon ratio of a highly aromatic gasoline derived from coal is lower than that of current diesel fuels. If future diesel engine development does not result in modified diesel fuel specifications, then the production of a hydrogen content diesel fuel will consume larger quantities of hydrogen. For all areas of the synthetic fuels industry, economy of production is tied to the cost of hydrogen. Given these facts, future market requirements for diesel transport fuels should be examined in much greater detail.

With present coal liquefaction technology, the production of high octane gasoline is favored by the hydroliquefaction routes. The synthesis route favors the production of diesel fuel

co-treatment avec du charbon pourrait augmenter la production globale de liquides de 20 à 30%. Ces procédés spécifiquement canadiens devraient recevoir une haute priorité en ce qui concerne l'utilisation de nos gisements de l'ouest de charbons sub-bitumineux et de lignite.

La production actuelle de charbon bitumineux à teneur en matière volatile de faible à modérée, dans la région East Kootenay de Colombie-Britannique, est plus que suffisante pour une usine de liquéfaction précommerciale. Actuellement, la majeure partie de ce mélange de charbons est exportée au Japon où il est utilisé dans l'industrie sidérurgique. L'essentiel de l'exploitation se fait à ciel ouvert. Pour ces charbons, le rendement en liquides des procédés d'hydroliquéfaction serait plus faible que pour les charbons bitumineux à forte teneur en matière volatile. Par conséquent, il conviendrait peut être mieux de les conserver pour la fabrication de coke et les usages thermiques.

Il y a en Colombie-Britannique des gisements de charbons bitumineux à forte teneur en matière volatile dont on devrait étudier le potentiel de liquéfaction. Ce charbon est parfois oxydé ce qui tend à en réduire le potentiel de liquéfaction et de conversion. Cependant, les procédés spéciaux, tels que les méthodes de pré-traitement, permettraient de résoudre cette difficulté.

Les gisements de charbon de la Colombie-Britannique comptent actuellement parmi ceux dont les caractéristiques de liquéfaction sont les moins connues. Il est particulièrement important de mettre sur pied, aussitôt que possible, un programme qui entreprendrait la caractérisation des principaux gisements de Colombie-Britannique utilisables pour la liquéfaction. Les charbons de Colombie-Britannique sont actuellement les moins bien caractérisés en ce qui concerne leur potentiel de liquéfaction.

#### *Principales options et considérations économiques en ce qui concerne les produits*

Pour la plupart des pays qui envisagent la production d'hydrocarbures liquides à partir de charbon, les combustibles liquides pour le transport et le chauffage sont les produits principaux qui justifient le développement de cette technique. Au Canada, les principaux carburants pour le transport sont l'essence (aviation et automobile) et le carburant diesel. Si les récents progrès de l'industrie automobile sont indicatifs de l'avenir, les moteurs diesel devraient devenir plus fréquents puisqu'ils permettent une plus grande économie de carburant.

Il est important de remarquer que l'option diesel n'est pas forcément favorable en ce qui concerne la consommation d'hydrogène. Le rapport hydrogène/carbone d'une essence très aromatique obtenue à partir du charbon est plus faible que celui que l'on trouve dans les carburants diesel actuels. Si les progrès des futurs moteurs diesel ne permettent pas l'utilisation de carburants diesel modifiés, la production des carburants diesel exigera de plus grande quantité d'hydrogène. Dans tous les domaines de l'industrie des combustibles synthétiques, les aspects économiques de la production sont liés au coût de l'hydrogène. Ceci dit, les besoins futurs du marché des carburants diesel doivent être examinés plus en détail.

La technique actuelle de liquéfaction des charbons favorise la production d'essence à haut degré d'octane avec le procédé d'hydroliquéfaction, alors que la synthèse favorise la produc-



(although a highly aromatic gasoline is available using the MOBIL Process). For the hydrolification route, the naphta fraction can be hydrotreated to remove unwanted compounds and then reformed to produce high octane gasoline. Current Canadian consumption of gasoline is about three times that of diesel fuel. With no significant increase in gasoline consumption over present levels, extrapolation of National Energy Board projections result in future diesel fuel consumption equalling that of gasoline by about 2010. The distribution of this increase between medium speed diesels (railway locomotive and marine applications) and high speed diesels (automotive) is not known at this time. Railway and marine demand can be met by hydrolification processes but automotive demand would probably be best met from bitumen and heavy oil fraction upgrading either alone or in combination with conventional Canadian crudes. Advances in high speed diesel engine design may result in different diesel fuel specifications in the future so that all diesel fuel requirements can be met by hydrolification process routes. If this does not happen, another alternative would be to supplement bitumen and heavy oil diesel supplies by the synthesis route. Should the need arise, this is clearly one area where the synthesis route may play a role provided greater selectivity for diesel fuel can be obtained.

Premium heating fuels in Canada are No. 2 and No. 6 fuel oils. The raw middle and heavy distillate fractions from the hydrolification processes can be used to displace these petroleum derived fuel oils. Displaced No. 2 fuel oil can be used to increase home heating supplies. Displaced No. 6 fuel oil can be further refined into a variety of products. With further hydrotreating, it is possible to produce a No. 2 fuel oil (and other premium fuels) directly from the raw middle/heavy hydrolification distillates. Such an approach is probably not necessary in Canada because bitumen and heavy oils offer other alternatives.

Overall economic comparisons among various coal liquefaction processes are difficult and frequently misleading. However, what is important is that for almost all studies, projected costs of synthetic liquid fuels based on current technology are within a factor of one to three times the costs based on imported crude oil. Historically, there has been a fairly constant rations between crude oil costs and chemical plant construction costs. On this basis, synthetic fuels from coal liquefaction would never be competitive with crude oil. However, if the rate of increase of crude oil costs significantly exceeds the rate of increase of construction costs, then synthetic fuels from coal liquefaction will become competitive. This trend has been observed in the last five years. Therefore, if a decision to pre-invest is made, it would be expected that crude oil prices would have caught up to or exceeded coal liquefaction syncrude prices by the time the coal liquefaction plant comes on stream.

tion de carburant diesel (bien que l'on produise également une essence à forte teneur en aromatiques avec le procédé MOBIL). Dans l'hydrolification, la fraction naphte peut être hydrotraitée, pour éliminer les composés indésirables, puis reformée pour produire de l'essence à haut degré d'octane. La consommation d'essence au Canada est environ trois fois supérieure à celle du carburant diesel. Si la consommation d'essence n'augmente pas de façon significative par rapport aux niveaux actuels, l'extrapolation des projections de l'Office national de l'énergie nous montre que le consommation de carburant diesel sera égale à la consommation d'essence en 2010. La répartition de cette augmentation entre les diesels vitesse moyenne (locomotives et navires) et haute vitesse (automobiles) n'est pas connue actuellement. On peut répondre à la demande des chemins de fer et de la navigation par le procédé d'hydrolification, mais la demande automobile devra probablement être satisfaite par l'amélioration de la fraction bitume et huile lourde, soit seule soit en combinaison avec des pétroles bruts naturels du Canada. Les progrès dans la conception des moteurs diesel haute vitesse pourraient conduire à l'utilisation de carburant ayant des spécifications différentes, de sorte que tous les besoins en carburant diesel pourraient être remplis par le procédé d'hydrolification. Si une telle évolution ne se produit pas, une autre possibilité serait de produire des bitumes et des huiles lourdes par synthèse. Si besoin est, c'est bien entendu un domaine où la synthèse peut jouer un rôle, en fournissant une grande sélectivité à l'égard du carburant diesel.

Les combustibles utilisés pour le chauffage au Canada sont normalement les huiles n° 2 et n° 6. Les fractions de distillation moyennes et lourdes des procédés d'hydrolification peuvent être utilisées pour remplacer ces dérivés du pétrole. L'huile n° 2 ainsi économisée pourrait être utilisée pour augmenter les approvisionnements en huile de chauffage. L'huile n° 6 elle peut être raffinée en une variété de produits. Avec un hydrotraitement supplémentaire, il est possible de produire de l'huile n° 2 (et d'autres carburants de qualité) directement à partir des distillats d'hydrolification moyens et lourds. Une telle approche n'est probablement pas nécessaire au Canada étant donné que les bitumes et les huiles lourdes permettent d'autres solutions.

Les comparaisons économiques générales entre les différents procédés de liquéfaction des charbons sont difficiles et souvent trompeuses. Toutefois, ce qui est important c'est que pour la plupart des études, les coûts projetés des carburants liquides synthétiques, en se basant sur la technologie actuelle, ne sont qu'un à trois fois plus élevés que les coûts basés sur le pétrole importé. Du point de vue historique, le rapport a toujours été assez constant entre les coûts pour les produits du pétrole brut et ceux des usines chimiques. Sur cette prémisse, les carburants synthétiques provenant de la liquéfaction du charbon pourraient ne jamais concurrencer les dérivés du pétrole. Toutefois, si la vitesse d'augmentation du pétrole brut dépasse de façon marquée la vitesse d'augmentation des coûts de construction, alors les carburants synthétiques issus de la liquéfaction du charbon deviendront concurrentiels. C'est une telle tendance que nous avons observé au cours des cinq dernières années. Par conséquent, si l'on décide de procéder à des pré-investissements, c'est parce que l'on s'attend à ce que les prix du pétrole brut atteignent ou même dépassent les prix des

Perhaps more important is the cost of syncrude from coal versus the cost of syncrude from tar sands bitumen. In the Canadian context, the cost of syncrude from bitumen and heavy oil will tend to set the economic boundaries by which coal liquefaction will have to compete. It would be desirable to have a detailed economic comparison of syncrude production from coal and from bitumen so that the technical/economic strengths and weaknesses of each route would be identified. If this were done for a Canadian application, we would have a better understanding of each option.

#### Current Development of Coal Liquefaction in Canada

Compared to other industrialized countries in the world, Canada's current development of coal liquefaction technology is in its infancy. For the current fiscal year, total federal government expenditure was in the neighborhood of 0.70 million dollars. This expenditure puts Canada in *last place* behind Australia and Poland in the list of countries involved in the development of coal liquefaction technology. The future need for transport fuels in Canada and the dependence of rural communities on heating oils provides clear and unequivocal justification for an expanded development program to tap alternate fossil energy sources such as coal. For liquid hydrocarbon products from coal, this means an expanded R & D program in coal liquefaction.

At present, the lead agency for coal liquefaction development in Canada is the Department of Energy, Mines and Resources. Almost all research and development work now ongoing in Canada has been started and fostered by the Canada Centre for Mineral and Energy Technology (CANMET) within the Science and Technology Sector of EMR. CANMET now employs the most experienced manpower pool in the area of synthetic fuels in Canada. The significance of the contribution made by CANMET can be best illustrated by a brief review of the highlights of the EMR/CANMET coal liquefaction program and the provincial government developments which have been stimulated by this program.

#### *The CANMET Program*

The CANMET coal liquefaction program consists of experimental research projects being conducted at the Energy Research Laboratories (ERL) and a contract research program developed as part of the federal government's Coal Conversion Program. Both the in-house and contract programs were established so that a Canadian technical expertise in coal liquefaction could be developed and maintained. Both programs aim at the logical development and evaluation of current coal liquefaction technologies with respect to a wide spectrum of Canadian coals. In retrospect, both programs have

carburants synthétiques au moment où l'usine de liquéfaction du charbon entrera en fonctionnement.

Ce qui est peut-être plus important encore pour nous, c'est le coût des combustibles synthétiques dérivés du charbon par rapport à ceux dérivés des sables bitumineux. Dans le contexte canadien, le coût des combustibles synthétiques provenant des bitumes et des huiles lourdes a tendance à fixer le seuil économique à franchir par les procédés de liquéfaction des charbons. Il serait souhaitable que l'on procède à une comparaison économique détaillée de la production de combustible synthétique à partir du charbon et à partir des bitumes de sorte que les forces et les faiblesses techniques et économiques de chaque procédé soient clairement identifiées. Si une telle étude était faite pour le Canada, nous aurions une idée plus claire de chaque option.

#### Progrès récents dans le domaine de la liquéfaction du charbon au Canada

Par rapport aux autres pays industrialisés du monde, les travaux du Canada dans le domaine des techniques de liquéfaction du charbon sont encore dans leur enfance. Pour l'année financière en cours, les dépenses totales du gouvernement fédéral étaient de l'ordre de 0,70 million de dollars. Cette dépense place le Canada au dernier rang, derrière l'Australie et la Pologne, dans la liste des pays qui s'intéressent au développement des techniques de liquéfaction du charbon. Les besoins futurs en carburant pour les transports au Canada et la dépendance des collectivités rurales vis à vis de l'huile de chauffage justifient amplement un programme accru, destiné à mettre en valeur d'autres sources d'énergie fossile comme le charbon. Pour produire des hydrocarbures liquides à partir du charbon il faut donc accroître le programme de recherche et de développement relatif à la liquéfaction.

Actuellement, le principal organisme s'occupant du développement de la liquéfaction des charbons au Canada est le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Le centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie (CANMET) au secteur sciences et technologie de l'EMR, est responsable de presque tous les travaux de recherche et de développement actuellement en cours au Canada. Le CANMET emploie le groupe de personnes le plus expérimenté dans le domaine des combustibles synthétiques au Canada. L'importance de la contribution du CANMET peut être illustrée par un bref examen des principaux points du programme EMR/CANMET de liquéfaction des charbons et les principaux développements des gouvernements provinciaux qui ont été engendrés par ce programme.

#### *Le programme CANMET*

Le programme de liquéfaction des charbons du CANMET consiste en projets de recherche expérimentale effectués aux laboratoires de recherche de l'énergie (LRE) et un programme de contrats de recherche établi dans le cadre du programme de conversion des charbons du gouvernement fédéral. Le programme interne et le programme de contrats ont été établis de façon à promouvoir l'expertise technique canadienne dans le domaine de la liquéfaction. Les deux programmes visent l'évaluation et le développement rationnel des techniques actuelles de liquéfaction des charbons applicables aux divers types de



helped to stimulate and promote provincial government and private industry interests in the production of liquid fuels from coal.

Although industry has entered into cost shared projects with the federal government, it should be emphasized that there is only one known coal liquefaction research project in Canada now being funded entirely by industry. This is the Inco project which was started to investigate the use of nickel based homogeneous catalysts for coal liquefaction. This project was initiated within the EVR/CANMET coal liquefaction contract program. After the first year, Inco withdrew from the program because of concerns about confidentiality of information. A mutually acceptable solution to problems of this type must be found if the contract program is to gain wider acceptance in the industrial sector.

The in-house experimental program at ERL has resulted in the design and construction of the first laboratory-scale continuous flow coal liquefaction unit in Canada that is flexible enough for research on a variety of problems in the liquefaction of Canadian coal. *As a first priority*, this unit will be used to investigate the co-processing of bitumen and coal as a unique Canadian option in the area of coal liquefaction. With the addition of two professionals in the current fiscal year, plans are now underway to expand the experimental program. Other priority areas are the characterization of different Canadian coals with respect to their coal liquefaction behaviour and support studies which are applicable to a wide variety of coal liquefaction processes now under development.

The coal liquefaction contract program at CANMET is now in its fourth year.<sup>3</sup> Total expenditure to date has been about one and a half million dollars. Projects have been funded or are ongoing in Nova Scotia, Quebec, Ontario, Saskatchewan, Alberta and British Columbia. Currently, there are six major project areas as follows:

*Process Development for Western Canadian Low-Rank Hydroliquefaction*—Sandwell Beak Research Group, Toronto, Ontario; initial batch and semi-continuous autoclave experiments with Saskatchewan lignite and Alberta subbituminous coals have led to the design and construction of a bench-scale continuous flow liquefaction unit for further experimental process development studies; current funding: 50% Sandwell—50% federal government; future phases: possible larger scale pilot plant to be located in Western Canada, if provincial and/or federal government financial support is available.

*A Feasibility Study for a Coal Liquefaction Plant in Alberta, based on the Saarbergwerke Process*—Algas Resources Limited, Calgary, Alberta; based on the initial pilot plant results from the liquefaction of Forestburg subbituminous coal at Saarbergwerke, West Germany, Algas has proposed a more detailed technical-economic study using experimental results

charbon canadien. On peut dire que les deux programmes ont permis de stimuler et de promouvoir l'intérêt des gouvernements provinciaux et de l'industrie privée pour la production de combustibles fossiles à partir du charbon.

Bien que l'industrie participe à des projet à frais partagés avec le gouvernement fédéral, on doit se rappeler qu'il n'y a au Canada qu'un seul projet de recherche sur la liquéfaction du Charbon qui soit financé entièrement par l'industrie; c'est le projet Inco qui a été commencé pour étudier l'utilisation de catalyseurs homogènes à base de nickel pour la liquéfaction des charbons. Ce projet a été lancé dans le cadre du programme EMR/CANMET de contrats de liquéfaction des charbons. Après la première année, Inco s'est retiré du programme en raison de réserves au sujet de la divulgation des recherches. Il faut trouver une solution mutuellement acceptable à ce problème si l'on veut que le programme des contrats soit plus largement accepté par le secteur industriel.

Le programme expérimental interne aux LRE a permis la conception et la construction de la première unité au Canada de liquéfaction des charbons en continu, à l'échelle du laboratoire, qui soit suffisamment souple pour permettre des recherches sur toute une gamme de problèmes liés à la liquéfaction des charbons canadiens. En première priorité, cette unité sera utilisée pour étudier le co-traitement des bitumes et du charbon, une option spécifiquement canadienne dans le domaine de la liquéfaction. Grâce à l'embauche de deux spécialistes dans l'année financière en cours, le programme expérimental sera étendu. Les autres domaines prioritaires sont la caractérisation des différents charbons canadiens, en ce qui concerne leur comportement lors de la liquéfaction, et des études annexes applicables à une vaste gamme de procédés de liquéfaction actuellement en cours de développement.

Le programme de contrats est actuellement dans sa quatrième année<sup>3</sup>. Le total des dépenses à ce jour atteint environ 1/2 million de dollars. Des projets ont été financés ou sont en cours en Nouvelle-Écosse, au Québec, en Ontario, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique. Actuellement il y a six domaines de projets principaux:

*Développement d'un procédé d'hydroliquéfaction de charbons de bas rang de l'Ouest canadien*—(Sandwell Beak Research Group, Toronto, Ontario). Des expériences initiales à l'autoclave, par lots ou en semi-continu, avec du lignite de Saskatchewan ou des charbons sub-bitumineux de l'Albera, ont conduit à la conception et à la construction d'une unité de liquéfaction en continu, à l'échelle du laboratoire, permettant de nouvelles études sur le développement du procédé expérimental. Financement actuel: 50 % par Sandwell, 50 % par le gouvernement fédéral; phase ultérieure: peut-être une usine pilote à plus grande échelle qui serait située dans l'Ouest du Canada si une aide financière du gouvernement provincial ou fédéral est disponible.

*Étude de faisabilité pour une usine de liquéfaction du charbon en Alberta, fondée sur le procédé Saarbergwerke*—(Algas Resources Limited, Calgary, Alberta). En se basant sur les résultats initiaux d'une usine pilote de liquéfaction du charbon sub-bitumineux de Forestburg à Saarbergwerke (Allemagne de l'Ouest), Algas a proposé une étude technico-économique

<sup>3</sup> For a more detailed overview of the EMR/CANMET coal liquefaction contract program, see Appendix A.

<sup>3</sup> Pour plus de détails voir le programme EMR/CANMET de contrats de liquéfaction des charbons à l'appendice A.



to be generated by further coal tests in West Germany; current funding: equal shares between Algas, Alberta government and federal government; future phases: possible large scale pilot plant to be constructed in Western Canada based on the Saarbergwerke process. NOTE: Contract is still under negotiation.

*Assessment of the Liquefaction Behaviour of Nova Scotia Coal*—Nova Scotia Research Foundation Corporation (NSRFC), Dartmouth, Nova Scotia; based on low liquid yields from the combination of a low pressure hydrogenation step followed by a delayed coking step, NSRFC now propose to investigate more conventional high pressure hydrogenation processes; current funding: 50 % Nova Scotia government, 50 % federal government; future phases: more detailed studies in small scale continuous equipment.

*Preliminary Investigation of the Co-Processing of Coal and Bitumen*—Saskatchewan Power Corporation, Regina, Saskatchewan and Sandwell Beak Research Group, Toronto, Ontario; in support of the CANMET in-house research program on the co-processing of coal and bitumen/heavy oil, batch autoclave studies are being performed on a variety of coals and different bitumen solvents to define coal conversions and oil yields; current funding: 100% federal government; future phases: extension of the initial work based on the result obtained to support the ERL in-house program.

*Flash Hydropyrolysis of Canadian Coals*—Kilborn Limited, Toronto, Ontario; to develop design data and establish optimum process conditions for the flash hydropyrolysis of different coals—includes the design and construction of a continuous high pressure flash hydropyrolysis unit; current funding: 100% federal government; future phases: not yet known. NOTE: contract to commence in 1980/81 fiscal year.

*The Technical Assessment of Coal Liquefaction Processes for Canadian Coals*—Surveyer, Nenniger and Chênevert Inc. (SNC), Montreal, Quebec; this paper study will review three advanced and three bench scale coal liquefaction processes and will attempt to predict the behaviour of Canadian coals based on selective coal samples being tested and evaluated by the process developers; current funding: \$100,000 federal government, remainder, SNC; future phases: none planned.

There are a number of other smaller projects being funded covering different areas of coal liquefaction technology as described in Appendix A. Plans to expand the current contract program are limited because of the limitation of professional staff for contract monitoring. The future development of any program in coal liquefaction must address this manpower issue.

plus détaillée à partir des résultats expérimentaux qui seront produits par des tests ultérieurs en Allemagne de l'Ouest. Financement actuel: parts égales entre Algas, le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral; phases ultérieures: peut-être une usine pilote à plus grande échelle qui serait construite dans l'Ouest du Canada et qui utiliserait le procédé de la Saarbergwerke. REMARQUE: Le contrat est en cours de négociation.

*Évaluation du comportement des charbons de Nouvelle-Écosse au cours de la liquéfaction*—(Nova Scotia Research Foundation Corporation (NSRFC), Dartmouth, Nouvelle-Écosse). En se basant sur les faibles rendements en liquide atteints par la combinaison d'une hydrogénation à basse pression suivie d'une cokéfaction retardée, le NSRFC propose maintenant d'étudier des procédés d'hydrogénation haute pression plus classiques. Financement actuel: 50 % par le gouvernement de Nouvelle-Écosse, 50 % par le gouvernement fédéral; phases ultérieures: études plus détaillées de matériel à petite échelle en continu.

*Étude préliminaire du co-traitement du charbon et des bitumes*—(Saskatchewan Power Corporation, Regina, Saskatchewan and Sandwell Beak Research Group, Toronto, Ontario). Dans le cadre du programme de recherche interne du CANMET sur le co-traitement du charbon et des bitumes et huiles lourdes, des études d'autoclavage par l'eau sont effectuées sur une variété de charbons et de bitumes utilisés comme solvants, pour définir les conversions du charbon et les rendements en huile. Financement actuel: 100 p. 100 par le gouvernement fédéral; phases ultérieures: extension du travail initial basée sur les résultats obtenus pour aider le programme interne des LRE.

*Hydropyrolyse éclair des charbons canadiens*—(Kilborn Limited, Toronto, Ontario). Projets destinés à mettre au point des données de conception et à établir les conditions optimales du procédé d'hydropyrolyse éclair de différents charbons—ceci comprend la conception et la construction d'une unité d'hydropyrolyse éclair à haute pression en continu. Financement actuel: 100 p. 100 par le gouvernement fédéral; phases ultérieures: encore inconnu. REMARQUE: Le contrat commencera pendant l'année financière 1980-81.

*Évaluation technique des procédés de liquéfaction applicables au charbon canadien*—(Surveyer, Nenniger et Chênevert Inc. (SNC), Montréal, Québec). Cette étude théorique portera sur trois procédés avancés et trois procédés expérimentaux à l'échelle du laboratoire, et tentera de prévoir le comportement des charbons canadiens en se basant sur des échantillons sélectionnés de charbons qui sont essayés et évalués par les réalisateurs des procédés. Financement actuel: 100 000 dollars par le gouvernement fédéral, le reste par SNC; phases ultérieures: aucune prévue.

Un certain nombre d'autres petits projets actuellement financés et touchant différents domaines des techniques de liquéfaction du charbon sont décrits à l'appendice A. Les projets d'expansion du programme actuel de contrats sont limités par le manque de personnel spécialisé pour la surveillance des contrats. Il faudra résoudre cette question de la main-d'œuvre avant tout développement ultérieur des programmes de liquéfaction des charbons.

### *Provincial Government Developments*

After a slow start, provincial government interest in coal liquefaction is now expanding at a rapid pace, although clearly restrained by a lack of experienced manpower. Major provincial developments are summarized below:

**Alberta**—Request for approval for a Coal Conversion Committee is now before the provincial minister. This committee would initially consist of five or six key members and would have the responsibility of distributing allotted Alberta/Canada Energy Resources Research Fund monies (approximately)  $\$48 \times 10^6$  over 4 years) for research and development in the areas of coal gasification and liquefaction. It is expected that the bulk of the expenditures would go towards the development of liquefaction technology rather than gasification.

Plans for the new coal research facility at Devon, near Edmonton, have been expanded to allow the Alberta Research Council (ARC) space for R & D on coal liquefaction. Researchers at ARC are expected to interface with the Coal Conversion Committee in the planning execution of coal liquefaction research projects. The new ARC facilities are not expected to be operational for at least five years.

**British Columbia**—The B.C. government is establishing an Office of Coal Research to stimulate the province's R & D effort in this area. This office would coordinate the research spending of the three B.C. ministries involved with coal. In the meantime, B.C. Research has assumed a lead role in the development of coal liquefaction technology in the province. Seed money of about 0.20 million has been allotted to B.C. Research in the current fiscal year with 0.50 million planned for next fiscal year. B.C. Hydro has assumed a monitoring position with respect to the application of coal liquefaction technology in the province. The screening of different B.C. coals for their liquefaction potential should be a first priority of the provincial program.

**Saskatchewan**—Principal developments in Saskatchewan are being supported by the provincial crown corporations, Saskatchewan Power Corporation and Saskatchewan Oil and Gas Corporation. Unlike federal crown corporations, the provincial government provides direct management input; the chairman of the board is a cabinet minister. Saskatchewan Power is a contractor in the CANMET program, assessing the co-processing of lignite and heavy oil. Saskoil has plans to enter the coal liquefaction area in the upcoming fiscal year through a proposal to the CANMET coal liquefaction program.

**Nova Scotia**—A recent brief to the provincial government from the Nova Scotia Energy Task Force identified the increased mining capacity required for a small scale commercial coal liquefaction facility as being a major obstacle to

### *Développements par les gouvernements provinciaux*

Après un départ assez lent, l'intérêt des gouvernements provinciaux pour la liquéfaction du charbon augmente maintenant à un rythme assez rapide, bien que de toute évidence il soit freiné par le manque de main-d'œuvre expérimentée. Les principaux développements provinciaux sont résumés ci-dessous:

**Alberta**—Une demande d'approbation d'un comité de conversion du charbon est actuellement devant le ministre provincial. Ce comité serait constitué initialement de cinq ou six membres-clés et aurait la responsabilité de distribuer l'argent du fond Alberta/Canada de recherche sur les ressources énergétiques (environ  $48 \times 10^6$  dollars sur 4 ans) pour la recherche et le développement dans les domaines de la gazéification et de la liquéfaction du charbon. Le plus gros de ces dépenses devrait aller au développement de la technologie de liquéfaction plutôt que gazéification.

Les plans de la nouvelle installation de recherche chez les charbons à Devon, près d'Edmonton, ont été étendus pour donner à l'*Alberta Research Council* (ARC) de l'espace pour sa R et D sur la liquéfaction du charbon. Les chercheurs de l'ARC devraient collaborer avec le comité de conversion du charbon à la planification et à l'exécution des projets de recherche sur la liquéfaction du charbon. On ne pense pas que les nouvelles installations de l'ARC soient en exploitation avant au moins 5 ans.

**Colombie-Britannique**—Le gouvernement de Colombie-Britannique est en train d'établir un *Office of Coal Research* pour stimuler l'effort de recherche et de développement de la province dans le domaine du charbon. Cet office coordonnerait les dépenses de recherche des trois ministères de Colombie-Britannique qui s'occupent du charbon. Entre temps, B.C. Research occupe un rôle clé dans le développement de la technique de liquéfaction dans la province. Une somme de départ de 0,20 million a été allouée à cet organisme pour la présente année financière et 0,50 million sont prévus pour la prochaine année financière. B.C. Hydro joue un rôle de surveillance en ce qui concerne l'application de la technologie de liquéfaction dans la province. Le classement des différents charbons de Colombie-Britannique quant à leur potentiel pour la liquéfaction devrait être une des premières priorités du programme provincial.

**Saskatchewan**—Les principaux développements en Saskatchewan sont soutenus par deux sociétés provinciales de la Couronne, Saskatchewan Power Corporation et Saskatchewan Oil and Gas Corporation. Contrairement aux sociétés fédérales de la Couronne, les organismes provinciaux assument une gestion directe; le président du conseil d'administration est un membre du Cabinet. La Saskatchewan Power est un contractant du programme CANMET qui évalue le co-traitement du lignite et des huiles lourdes. Saskoil prévoit entrer dans le domaine de la liquéfaction des charbons dans la prochaine année financière, par l'intermédiaire d'une proposition au programme de CANMET à ce sujet.

**Nouvelle-Écosse**—Un récent mémoire soumis au gouvernement provincial par le *Nova Scotia Energy Task Force* indiquait la capacité d'exploitation minière nécessaire pour une petite installation de liquéfaction du charbon comme un des



eventual application in the province. However, in view of the large worldwide effort in coal liquefaction development, it was recommended that the province adopt a small scale research and evaluation position to keep abreast of the latest technology developments. It should be noted that one 50,000 barrels per stream day coal liquefaction plant has the potential to meet all the current transport fuel needs of the province which are in the order of 38,000 barrels per day.

#### Technology Implementation and the Development of Canadian Expertise

Under optimum conditions of interaction between government and industry, the time required to take a novel coal liquefaction concept to commercialization is in the order of 15 to 20 years. Total costs are in the billions of dollars. Canada is years behind countries like Japan and West Germany. In general, Canadians have not been world leaders in large scale process development. With this frame of reference, what options are available for implementing coal liquefaction technology in Canada? The answer to this question largely depends on the time frame of reference for commercial application.

In the short term (1980-1990) Canada would have to rely on imported technology. The only proven commercial process with extended operation is the SASOL I synthesis plant built in South Africa in 1955. This plant has an overall thermal efficiency of about 53 percent, investment cost is relatively high and the economics are marginal. However, if a commercial coal liquefaction industry is warranted before 1990, this would be the route with the lowest risk.

The three hydroliquefaction processes now reaching the large pilot plant scale in the U.S. offer better overall efficiency (63% plus) with intermediate investment cost. It remains to be seen whether this expected performance can be maintained at the commercial scale. The current U.S. program has provision for a Solvent Refined Coal demo plant to be constructed by 1984. Depending on the operating results obtained with this demo plant, it may be possible to have a pioneer plant operating in Canada by 1990.

Irrespective of the route, large scale applications of coal liquefaction technology will be expensive. The new SASOL II commercial synthesis plant (and mine) in South Africa is projected to cost about 3.5 billion dollars (1978). Total production is expected to be 2.14 million tons of petroleum products per year. Seventy per cent of this will be fuel (gases and liquids). The decision to build this plant was taken in 1974 and completion of construction is expected in 1981/82. Coal consumption is expected to be about 13 million tons per year. Net savings in foreign exchange due to reduced imported crude oil is estimated at 0.50 billion dollars per year.

principaux obstacles à une éventuelle application de cette technologie dans la province. Toutefois, considérant le vaste effort mondial en matière de développement de la liquéfaction des charbons, le groupe d'étude a recommandé que la province adopte une proposition de recherche et d'évaluation à petite échelle, de façon à se maintenir au courant des derniers développements technologiques. Il convient de remarquer qu'une usine de liquéfaction produisant 50 000 barils par jour de travail a le potentiel de répondre à tous les besoins actuels de carburant pour les transports dans la province, qui sont de l'ordre de 38 000 barils par jour.

#### Mise en application de la technique et développement de la compétence canadienne

Dans des conditions optimales d'interaction entre le gouvernement et l'industrie, le temps nécessaire pour amener un nouveau principe de liquéfaction des charbons jusqu'à la commercialisation est de l'ordre de 15 à 20 ans, et cela exige des dépenses de l'ordre des milliards de dollars. Le Canada est des années en arrière sur des pays comme le Japon et l'Allemagne de l'Ouest. D'une façon générale, les Canadiens n'ont jamais été à la pointe du progrès lorsqu'il s'agissait de développements de grande envergure. Si on garde tout cela à l'esprit, quelles sont les options disponibles pour mettre en pratique les techniques de liquéfaction des charbons au Canada? La réponse à cette question dépend largement de la durée que l'on se fixe pour les applications commerciales.

À court terme (1980-1990) le Canada dépendra des techniques importées. Le seul procédé commercial prouvé, ayant été exploité pendant une longue période, est celui de l'usine de synthèse SASOL I construite en Afrique du sud en 1955. Cette usine a une efficacité thermique globale d'environ 53%, les coûts d'investissement y sont relativement élevés et sa rentabilité est marginale. Toutefois s'il fallait une industrie de liquéfaction commerciale des charbons avant 1990, ce serait la méthode présentant le moins de risques.

Les trois procédés d'hydroliquéfaction qui atteignent maintenant l'échelle pilote aux États-Unis ont une meilleure efficacité globale (63% et plus), et des coûts d'investissement intermédiaires. Il reeste à savoir si ce rendement peut être maintenu à l'échelle commerciale. L'actuel programme des États-Unis prévoit la construction, d'ici 1984, d'une usine de démonstration du procédé de raffinage du charbon au solvant (SRC). Selon les résultats d'exploitation obtenus avec cette usine de démonstration, il pourrait être possible de construire, au Canada, une usine fonctionnant selon ce principe d'ici 1990.

Quelle que soit la méthode choisie, les applications à grande échelle de la technique de liquéfaction seront chères. La nouvelle usine de synthèse commerciale SASOL II (et la nouvelle mine) construite en Afrique du sud coûterait selon les prévisions environ 3,5 milliards de dollars (1978). La production totale serait de l'ordre de 2,14 millions de tonnes de produits par année. Soixante-dix pour cent de cette production serait des carburants (gaz et liquide). La décision de construire fût prise en 1974 et la construction devrait être achevée en 1981-82. La consommation de charbon serait de l'ordre de 13 millions de tonnes par année. L'économie nette en devises étrangères, du fait de la réduction des importations de pétrole brut, sont estimées à 0,50 milliard de dollars par année.



The hydroliquefaction routes are also capital intensive. For a 60,000 barrel per day Exxon Donor Solvent plant capital investment is estimated at about 2.0 billion dollars (1978). This is based on a 24,000 ton per day plant or a net liquid yield of about 2.5 barrels of product per ton of coal.

For one commercial size coal liquefaction facility to be brought on stream in Canada around 1990, an outlay of between 2.0 and 4.0 billion dollars over the next ten years would be required depending on the size of the plant. For this to happen, the decision to invest would have to be made within the next two years. Such an event is unlikely because of the Canadian oil sands option. However, the details of a mechanism which prepares the federal government for such an eventuality needs to be formulated now.

There are advantages in establishing a crown corporation in Canada which would fulfill the same role in large scale coal liquefaction development as Petro-Canada now does for oil sands and heavy oil. Problems of intellectual property arising from a shared cost program should be easier to deal with through a crown corporation. There would be flexibility in terms of interaction with industry and extended funding for long term projects would be easier to implement. The establishment of a project management team with the responsibility for larger scale coal liquefaction project development and evaluation would be facilitated. Also, such crown corporation would be able to represent the government in negotiations with foreign process developers for demonstration or commercialization of their technologies in Canada.

A decision from Petro-Canada to proceed with the construction of the CANMENT Hydrocracking demo plant for upgrading bitumen and heavy oil is expected shortly. As a means to implement coal liquefaction technology in a shorter period of time, some consideration could be given to modifying the design of this demo plant so that it can also be used for coal liquefaction. An estimated federal expenditure of about 10 to 15 million dollars would be required so that the plant which is constructed would have the required flexibility for later use as a coal liquefaction demo plant.

For the intermediate term (1990-2000), there is an opportunity to reduce our dependency on imported technology and to draw upon Canadian expertise. This expertise should continue to be established provided that increasing federal and provincial support is maintained. This would allow the development of coal liquefaction technology better suited to the needs of the country in terms of our different coals and market demands. In this context, there is the opportunity to combine present Canadian expertise in bitumen and heavy oil with that of coal. A major goal of our intermediate term effort in coal liquefaction should be the commercialization of a process which would allow the liquefaction of coal and the upgrading of bitumen/heavy oil to be accomplished simultaneously. The objective would be to develop a process with significant advantages over the independent processing of each feedstock. Such a co-processing approach is a logical development in terms of our fossil energy resource base in Western Canada. This opportunity must not pass without capitalizing on it. By building on the

Les usines d'hydroliquéfaction exigent également des investissements importants. La construction d'une usine fonctionnant selon le procédé Exxon et produisant 60 000 barils par jour coûterait environ 2,0 milliards de dollars (1978). Cette estimation est basée sur une usine produisant 24 000 tonnes par jour et ayant un rendement net en liquide d'environ 2,5 barils de produits par tonne de charbon.

Pour amener une installation de liquéfaction commerciale en production au Canada avant 1990, il faudrait dépenser, selon la taille de l'usine, entre 2,0 et 4,0 milliards de dollars pendant les 10 prochaines années. Pour cela, la décision d'investir devrait être prise dans les deux années qui viennent. C'est là une possibilité assez peu probable en raison de l'option des sables bitumineux suivie par le Canada. Toutefois, les détails d'un mécanisme préparant le gouvernement fédéral à une telle éventualité doivent être arrêtés.

Il serait avantageux d'avoir une société de la Couronne qui jouerait le même rôle, vis à vis du développement de la liquéfaction des charbons sur une grande échelle, que Pétro-Canada pour les sables bitumineux et les huiles lourdes. Les problèmes de propriété intellectuelle qui se posent dans le cas de programmes à frais partagés, sont plus facilement résolus avec une société de la Couronne. Ce choix permet beaucoup de souplesse en ce qui concerne l'interaction avec l'industrie, tout en facilitant le financement à long terme. Le choix d'une équipe de gestion ayant la responsabilité du développement et de l'évaluation des projets de liquéfaction des charbons à grande échelle serait plus simple. De plus, une telle société de la Couronne pourrait représenter le gouvernement fédéral dans les négociations avec des promoteurs étrangers pour la démonstration ou la commercialisation de leur technique au Canada.

La décision de Pétro-Canada de procéder à la construction de l'usine de démonstration d'hydrocraquage CANMET pour améliorer les bitumes et les huiles lourdes devrait être prise prochainement. On devrait envisager la possibilité de modifier la conception de cette usine de démonstration de façon à pouvoir l'utiliser pour la liquéfaction du charbon, et donner ainsi un moyen de mettre en pratique la technologie nécessaire sur une courte période. Pour que l'usine prévue ait la souplesse nécessaire pour cet usage, il faudrait des dépenses fédérales supplémentaires de l'ordre de 10 à 15 millions de dollars.

Pour la période intermédiaire (1990-2000) nous aurions la possibilité de réduire notre dépendance vis-à-vis de la technologie importée et de nous adresser à l'expertise canadienne. Cette expertise pourrait continuer à croître si le fédéral et le provincial continuent à augmenter leur aide. Ceci permettrait le développement d'une technologie de liquéfaction des charbons mieux adaptée aux besoins du pays, puisqu'elle serait fonction de ses différents charbons et de la demande du marché. Dans ce contexte, il y a la possibilité de combiner l'expertise canadienne présente dans le domaine des bitumes et des huiles lourdes à celles du charbon. Un objectif important de notre effort à moyen terme devrait porter sur la commercialisation d'un procédé qui permettrait la liquéfaction des charbons et l'amélioration des bitumes et huiles lourdes dans une même opération. L'objectif serait de mettre au point un procédé ayant des avantages marqués par rapport au traitement séparé de chacun des deux produits. Un tel co-traitement est un développement logique si l'on considère notre base de

current bitumen hydrocracking expertise available in the country, an opportunity exists to significantly shorten the development time for such a process.

Another major goal for the intermediate term would be the expansion and strengthening of our technical manpower resources in coal liquefaction. A situation must be created where Canadian engineering expertise is such that if foreign technology is imported, Canadian groups can handle all of the application details. A coal liquefaction project carried at least to the pilot plant scale (100-200 tons per day) would probably be the best way of meeting this requirement. This has to be a minimum objective. If this is not accomplished the Canadian contribution will be relegated to that of supplying construction labor only. In the high technology world of tomorrow, this would be disastrous.

In the long term (2000+), Canada must strive to compete with the future R & D efforts of the other industrialized countries of the world. If this is to happen in the area of coal liquefaction, a strong and varied fundamental and applied research base needs to be started *now*. In this role, Canadian universities should be given the chance to assume a leading position. The federal government must take action that will lay the foundation on which the coal liquefaction processes of the next century will be developed.

### *Industrial Participation*

Except for the consulting company responses, there has been minimal industrial participation in the EMR/CANMET coal liquefaction contract program. If this is an important technology, then why is it not being exploited by industry in Canada? The answer lies in the nature of our oil and coal mining industries. Most of the multinational oil companies operating in Canada are deeply involved in the development of coal liquefaction processes, but this development work is being carried out at the R & D facilities of the parent company outside Canada. The Canadian coal mining industry is not nearly as sophisticated or diversified as their European counterparts. They have few R & D capabilities of their own and so far have shown little interest to invest capital in coal liquefaction. The small Canadian oil companies are in a somewhat similar position. There are other large Canadian resource based companies who can afford to develop coal liquefaction but historically their interests have been in much different fields. At present, there is little chance that the large multinational oil companies will become involved in the research and development of coal liquefaction in Canada. Therefore, federal and provincial government initiatives in this area should be directed preferentially towards the coal mining companies, Canadian oil companies including Petro-Canada and other Canadian resource based companies. Federal government support is needed in Canada as attested to by the degree of federal government support now being provided in all other countries where coal liquefaction technology is being developed.

ressources énergétiques fossiles dans l'Ouest canadien. Nous ne devons pas laisser passer cette chance sans l'utiliser. En exploitant l'expertise relative à l'hydrocraquage des bitumes que l'on possède déjà dans ce pays, nous avons la possibilité de réduire considérablement le temps de développement d'un tel procédé de co-traitement.

Un autre objectif important à moyen terme serait l'expansion et le renforcement de nos ressources techniques en main-d'œuvre spécialisée dans le domaine de la liquéfaction des charbons. Il faut créer une situation où l'expertise canadienne serait telle que, si l'on doit importer une technologie étrangère, le Canada soit en mesure de s'occuper de tous les détails d'application. Un projet de liquéfaction des charbons mené au moins jusqu'à l'échelle de l'usine pilote (100-200 tonnes par jour) serait probablement la meilleure façon de parvenir à cet objectif, mais il faut le considérer comme un objectif minimum, faute duquel la contribution canadienne sera reléguée à celle d'un fournisseur de main-d'œuvre de construction seulement. Dans le monde hautement technologique de demain une telle situation serait désastreuse.

A long terme (2000 et plus), le Canada doit tenter de concurrencer les efforts de recherche et de développement des autres pays industrialisés du monde. Si nous voulons inclure la liquéfaction du charbon dans ces efforts, nous devons commencer maintenant à bâtir une base de recherche fondamentale et appliquée, forte et diversifiée. A cet égard, les universités canadiennes devraient avoir l'occasion de prendre une position de pointe. Le gouvernement fédéral doit prendre des mesures qui permettront de bâtir des fondations sur lesquelles les procédés de liquéfaction des charbons du siècle prochain pourront s'établir.

### *Participation de l'industrie*

A part les réponses des compagnies d'experts-conseils, la participation industrielle au programme EMR/CANMET de contrats de liquéfaction des charbons a été minime. S'il s'agit là d'une technologie importante, comment se fait-il qu'elle n'est pas exploitée par l'industrie canadienne? La réponse se trouve dans la nature de nos industries pétrolières et charbonnières. La plupart des sociétés pétrolières multinationales implantées au Canada participent intensément au développement des procédés de liquéfaction des charbons, mais ces travaux sont effectués aux installations de R et D des compagnies-mères à l'extérieur du Canada. Par ailleurs, les industries charbonnières canadiennes sont loin d'être aussi avancées ou diversifiées que leurs homologues européennes. Elles ont peu d'installations de R et D propres et jusqu'à maintenant se sont peu intéressées à investir dans la liquéfaction des charbons. Les petites sociétés pétrolières canadiennes sont dans une situation quelque peu similaire. Il y a d'autres compagnies canadiennes importantes qui dépendent des ressources minérales et pourraient se permettre de développer la liquéfaction des charbons mais, traditionnellement, leurs intérêts ont été dans des domaines très différents. Actuellement, il y a peu de chances que les grandes compagnies pétrolières internationales fassent de la R et D sur la liquéfaction des charbons au Canada. Par conséquent, les initiatives fédérales et provinciales dans ce domaine devraient être dirigées de préférence vers les compagnies charbonnières, les compagnies pétrolières canadiennes, y compris Pétro-Canada, et les autres compagnies



### *The Role of CANMET*

With the present Coal Conversion Program coming to a five year milestone in 1980/81, there is an opportunity to define the role that CANMET should take in the future development of Canadian expertise in coal liquefaction. As we move into the eighties, larger projects directed towards process implementation at the pilot plant scale will have to be evaluated more seriously than before. The training of technical manpower will have to be increased to meet projected demand in the coal liquefaction area. The manpower issue is extremely critical, as there is already great competition between various sectors of the oil industry for trained professionals. With the expanding role projected for bitumen and heavy oils, this situation is expected to worsen before it improves. How should CANMET meet the challenge of larger scale process implementation and at the same time foster the development of Canadian technology and expertise?

One approach would be to initiate two new and *separate* contracting programs in coal liquefaction. One of these programs would be a *joint federal-provincial program* aimed at the implementation of large scale projects including the application of foreign technology in Canada. With the recent formation of new provincial committees or groups whose aim is to investigate the application of coal liquefaction in each province, the time is now right for such a joint federal-provincial program. Also, federal expenditures would be minimized through a shared cost formula, for example  $\frac{1}{3}$  federal,  $\frac{1}{3}$  provincial and  $\frac{1}{3}$  industry or private company. In this program the aim would be to have most project initiation carried out at the provincial level. CANMET would act as the federal government's technical consultant regarding the merit and feasibility of proposed projects and could insure that proper co-ordination between different provincial projects was maintained. Typical projects that might fall under the jurisdiction of the program are the co-processing of Nova Scotia coal and Venezuelan heavy oils or the combined coal/oil sands upgrading project recently proposed by the Alberta Department of Energy and Natural Resources. For expediency, the federal government should lead and run this program. A multi-province steering committee is not recommended, as this will surely slow developments. The federal government must provide a funding mechanism which guarantees a federal contribution over the life of any project which could easily run over three fiscal years. Interprovincial competition should be stimulated by the program. This will lead to a larger and more varied application base across the country.

canadiennes dépendant des ressources minérales. L'aide du gouvernement fédéral est nécessaire, comme en témoigne le degré de soutien gouvernemental qu'accordent maintenant les autres pays où la technologie de liquéfaction des charbons est en cours de développement.

### *Le rôle du CANMET*

L'actuel programme de conversion des charbons arrive en 1980-1981 à sa cinquième année d'existence et ce devrait être l'occasion de redéfinir le rôle que CANMET devrait jouer dans le développement futur de l'expertise canadienne dans ce domaine. À l'entrée des années 80, les grands projets qui tendent à mettre en pratique les procédés à l'échelle pilote devraient être évalués plus sérieusement encore que précédemment. La formation de la main-d'œuvre technique nécessaire devra être accrue si l'on veut répondre à la demande prévue dans le domaine de la liquéfaction des charbons. La question de la main-d'œuvre est extrêmement critique, car il y a déjà une concurrence acharnée entre les divers secteurs de l'industrie pétrolière pour les spécialistes formés. Avec l'accroissement prévu du rôle des bitumes et des huiles lourdes, cette situation devrait empirer avant qu'elle s'améliore. Comment CANMET pourrait-il mettre en pratique un procédé à grande échelle et en même temps favoriser le développement de la technologie et de l'expertise canadiennes?

Une méthode consisterait à créer deux programmes de contrats entièrement nouveaux et *séparés* dans le domaine de la liquéfaction des charbons. Un de ces programmes serait un programme conjoint fédéral-provincial destiné à la mise en application de projets à grande échelle comprenant l'application de technologies étrangères au Canada. Du fait de la récente constitution de nouveaux comités ou groupes provinciaux dont l'objectif est d'étudier l'application de liquéfaction des charbons dans chacune des provinces, le moment est maintenant venu pour un tel programme conjoint fédéral-provincial. De plus, ceci diminuerait les dépenses fédérales du fait qu'il existerait une formule de partage des coûts, par exemple  $\frac{1}{3}$  pour le fédéral,  $\frac{1}{3}$  pour la province et  $\frac{1}{3}$  pour l'industrie ou une société privée. L'objectif de ce programme serait de favoriser le lancement de la plupart des projets au niveau provincial. Le CANMET serait alors le conseiller technique du gouvernement fédéral qui évaluerait le mérite ou la faisabilité des projets proposés et s'assurerait que l'on maintient la coordination nécessaire entre les différents projets provinciaux. Parmi les projets caractéristiques qui pourraient relever d'un tel programme nous pouvons citer le co-traitement des charbons de Nouvelle-Écosse et des huiles lourdes du Venezuela, ou le projet combiné charbon et sables bitumineux récemment proposé par le ministère de l'énergie et des richesses naturelles de l'Alberta. Pour faciliter les choses, ce programme serait dirigé et géré par le gouvernement fédéral. Un comité directeur multiprovincial conduirait certainement à un ralentissement des choses. Le gouvernement fédéral doit prévoir un mécanisme de financement qui garantirait une contribution fédérale pendant toute la durée du projet, qui pourrait aisément durer plus de trois années financières. Un tel programme stimulerait sans aucun doute la concurrence interprovinciale et conduirait à une base de propositions beaucoup plus large et beaucoup plus variée.



The other program would follow along the lines of the current EMR/CANMET coal liquefaction contract program. Major objectives would be the development of Canadian coal liquefaction technology and human resources. In this program, CANMET would continue to play an active role as a logical extension of its in-house R & D program. Projects of immediate interest are those in support of the ERL research program on the co-processing of coal and bitumen and others related to the eventual pilot scale demonstration of a low-rank coal hydroliquefaction process.

To meet long term manpower needs, the development of a special sub-program that would allow contracting to universities and parapublic research groups needs to be implemented. One way to accomplish this would be by establishing a separate RAP type program specifically for coal liquefaction research. Another approach would be to encourage the distribution of NSERC grants for specified research in the coal liquefaction area. Irrespective of the mechanism, a way must be found to give our universities the opportunities and incentives needed for the professional training of future manpower with a background in coal liquefaction.

The Department of Energy, Mines and Resources through CANMET should be a part of a program to initiate Canadian international collaboration in the area of coal liquefaction. Japan, through an industrial consortium is participating in the U.S. coal liquefaction program through the Exxon pilot plant program. Similarly, Germany is participating in the Gulf SRC II demonstration plan program. Both countries have entered into international collaboration to help keep their industries which are developing coal liquefaction technology competitive on the world market.

Canada has no industries at this time which are developing coal liquefaction technology on a scale that warrants such international collaboration. Since we have little or no coal liquefaction technology to share, our participation can be that of an observer only. Whether or not this role would be acceptable to other countries developing coal liquefaction technology has to be investigated.

A start has been made on the negotiation of a Memorandum of Understanding in the area of coal technology with the U.S. Department of Energy. To participate in the U.S. coal liquefaction projects now approaching the demonstration phase is expensive. German federal government expenditures are estimated to be about 175 million U.S. dollars over the life of the SRC II demonstration program (7-8 years). Canadian interests might be better met by focussing on the next generation of coal liquefaction technologies now being developed at a smaller scale. This would also be more in line with the present stage of coal liquefaction development in Canada. Of particular interest is the COSTEAM process being developed at the Grand Forks Energy and Technology Centre, Grand Forks, North Dakota. This process is being developed for application to U.S. lignite and subbituminous coals and should have application to the low-rank coals of Saskatchewan and Alberta.

L'autre programme serait plus similaire à l'actuel programme EMR/CANMET de contrats de liquéfaction des charbons. Les objectifs principaux seraient de développer la technologie et les ressources humaines dans le domaine de la liquéfaction des charbons au Canada. Dans ce programme, le CANMET continuerait à jouer un rôle actif en tant qu'extension logique de son programme de R et D interne. Les projets d'intérêt immédiat sont ceux qui viendraient soutenir le programme de recherche des LRE sur le co-traitement du charbon et des bitumes et ceux reliés à une éventuelle usine à l'échelle pilote d'un procédé d'hydroliquéfaction de charbon de bas rang.

Pour répondre aux besoins de main-d'œuvre à long terme, il faudrait créer un sous-programme spécial qui permettrait de passer des contrats avec des universités ou des groupes de recherche parapublics. Une méthode consisterait à établir un programme séparé de type PSR qui serait orienté spécifiquement vers la recherche sur la liquéfaction des charbons. Une autre méthode consisterait à encourager la distribution de bourses (NSREC) pour des recherches spécifiques dans le domaine de la liquéfaction des charbons. Quel que soit le mécanisme, il faut trouver un moyen de donner à nos universités la possibilité de former une main-d'œuvre ayant des connaissances dans ce domaine.

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources par l'intermédiaire de CANMET devrait participer à un programme destiné à créer une collaboration du Canada avec l'étranger dans le domaine de la liquéfaction des charbons. Le Japon collabore au programme américain grâce à un consortium industriel qui participe à l'usine pilote de Exxon. De même, l'Allemagne est partie à l'usine de démonstration SRC II de Gulf. Les deux pays ont conclu des accords de collaboration pour maintenir leurs industries qui travaillent au développement de la technologie de liquéfaction des charbons, concurrentielle sur le marché mondial.

Actuellement, le Canada n'a pas d'industrie s'occupant de la technologie de liquéfaction des charbons à une échelle qui justifie une telle collaboration internationale. Du fait que nous n'avons que peu ou pas de participation dans ce domaine nous devons nous contenter d'un rôle d'observateur. Que ce rôle soit acceptable ou non pour les autres pays qui, eux, travaillent à la liquéfaction des charbons reste à étudier.

Nous avons commencé à négocier un mémoire d'entente dans le domaine de la technologie charbonnière avec le ministère de l'Énergie des États-Unis. La participation au projet de liquéfaction des charbons des États-Unis qui approche maintenant de la phase de démonstration, est coûteuse. Les dépenses du gouvernement fédéral allemand sont estimées à environ 175 millions de dollars américains pendant la durée du programme de démonstration du SRC II (7 à 8 ans). Il serait peut-être préférable pour le Canada de se concentrer sur la prochaine génération de techniques de liquéfaction, actuellement en cours de développement à une plus petite échelle. Ce choix serait également plus conforme au stade actuel de développement de la liquéfaction des charbons au Canada. Le procédé COSTEAM actuellement en cours de développement au centre énergétique et technologique de Grand Forks (Dakota du Nord) est particulièrement intéressant. Ce procédé est mis au point pour utiliser les lignites et les charbons sub-bitumi-

For any program to be successful, the in-house expertise in coal liquefaction at CANMET must be maintained and strengthened. CANMET at its Energy Research Laboratories has the most advanced facilities in Canada in the area of coal liquefaction and the related area of bitumen processing. In the future development of coal liquefaction, there is the option of converting one of the bitumen hydrocracking pilot plants to a coal liquefaction process development unit. This would be a logical first step in bringing Canadian developed coal liquefaction technology to the marketplace in a shorter period of time. It would also strengthen Canada's short term position in terms of international collaboration.

### Recommendations and Conclusions

Canada is a leader in terms of the world's coal resources but a reluctant follower in terms of the utilization of these resources for the production of liquid fuels. Present federal government expenditures are much too small to have a significant impact upon the implementation of foreign technology or the development of Canadian technology and human resources. However, over the last five years progress has been made in each of these areas and every effort should be made to expand and build on the technological base which has been established.

With respect to the implementation of commercial coal liquefaction technology in Canada in the near future the following recommendations can be made:

1. The technology must be imported from either the U.S.A., the U.K., West Germany or South Africa. The synthesis route now being expanded at the SASOL II complex is the only commercial coal liquefaction technology now available. The Solvent Refined Coal process is the most developed of all the hydroliquefaction processes. It should be ready for commercialization first. The processes under development in the U.K. and West Germany have been developed to a smaller scale and therefore there is more opportunity for joint ventures between Canadian industries and the process developers.
2. The most attractive large size (greater than 200 megatons) coal deposits of immediate interest are in Western Canada. A systematic evaluation of these deposits should be made with the objective of identifying the most suitable liquefaction processes from those available. This would eventually require some pilot plant testing of these coals by the process developers outside Canada.
3. The federal government must be prepared to finance part of the large capital expenditure required, either directly as a participant or possibly through other indirect means such as loan or product price guarantees. If direct participation is desired, a crown corporation would be one option worth considering.
4. In order to facilitate this technology transfer, the federal government must start now to initiate international col-

neux des États-Unis et pourrait s'appliquer aux charbons de bas rang de la Saskatchewan et de l'Alberta.

Pour qu'un programme ait du succès, l'expertise propre du CANMET dans le domaine de la liquéfaction doit être maintenue et même renforcée. À ses laboratoires de recherche sur l'énergie, le CANMET a les installations les plus perfectionnées au Canada dans le domaine de la liquéfaction des charbons et les domaines connexes du traitement des bitumes. Pour les développements futurs, il serait possible de convertir une des usines pilotes d'hydrocraquage des bitumes en unité de développement de la liquéfaction des charbons. Ce serait là une décision logique qui mettrait la technologie canadienne de liquéfaction sur le marché en un temps plus court. Elle renforcerait également plus rapidement la position du Canada et permettrait une collaboration internationale.

### Recommandations et conclusions

Le Canada est un des premiers pays du monde en ce qui concerne les réserves de charbon, mais il est à la remorque en ce qui concerne l'utilisation de ce charbon pour la production de combustibles liquides. Les dépenses actuelles du gouvernement fédéral sont beaucoup trop faibles pour avoir une influence marquée sur la mise en pratique des technologies étrangères où le développement de ressources technologiques et humaines strictement canadiennes. Toutefois, au cours des 5 dernières années des progrès ont été faits et on devrait s'efforcer d'accroître la base technologique qui a été mise sur pied.

En ce qui concerne la mise en pratique des techniques de liquéfaction des charbons à l'échelle commerciale, au Canada, dans un proche avenir, on peut faire les recommandations suivantes:

1. La technologie doit être importée soit des États-Unis, du Royaume-Uni, d'Allemagne de l'ouest ou d'Afrique du sud. La synthèse, pour laquelle on construit une grande usine (SASOL II) en Afrique du sud, est la seule technique commerciale actuellement disponible. Le procédé de raffinage des charbons au solvant est le plus développé des procédés d'hydroliquéfaction et il devrait être commercialisé le premier. Les procédés en cours de développement au Royaume-Uni et en Allemagne de l'ouest en sont encore à une plus petite échelle et par conséquent pourrait peut-être permettre des entreprises communes entre des industries canadiennes et les réalisateurs étrangers.
2. Les vastes gisements de charbon (plus de 200 mégatonnes) les plus intéressants dans l'immédiat sont ceux de l'ouest du Canada. Il faudrait procéder à une évaluation systématique de ces gisements pour définir les procédés de liquéfaction les mieux adaptés parmi ceux actuellement disponibles. Éventuellement, ceci exigerait l'essai de ces charbons, à l'échelle pilote, par les réalisateurs du procédé à l'extérieur du Canada.
3. Le gouvernement fédéral doit être prêt à financer une partie des vastes investissements requis, soit directement à titre de participant, soit indirectement par l'intermédiaire de prêts ou de garanties de prix des produits. Si l'on désire une participation directe, une société de la Couronne serait à envisager.
4. Pour faciliter le transfert technologique, le gouvernement fédéral doit commencer maintenant à envisager des accords



laborative agreements with the four countries involved. It may be possible to use as leverage the leading position Canada now has in the oil sands area.

5. Every effort should be taken to ensure that some of the engineering required for such a large project be carried out by Canadians. The only federal mechanism now in place that directly address this requirement is the EMR/CANMET coal liquefaction program.

With respect to the development of Canadian coal liquefaction technology and expertise, the following is recommended:

1. Much more information is needed on how Canadian coals perform in a variety of second and third generation processes that might be imported as well as those being developed in Canada. CANMET had been and should continue to be the lead energy under which this evaluation and initial process development takes place.

2. The co-processing of coal and bitumen/heavy-oil should be given *first priority* in the area of coal liquefaction technology development in Canada. There is an opportunity to build on the bitumen hydrocracking technology now available and, therefore, to shorten the overall development time and cost.

3. An expanded and modified EMR/CANMET contract program in coal liquefaction directed preferentially towards the Canadian coal, oil and resource companies is required to stimulate industrial participation. Problems related to confidentiality of information need to be addressed if the program is to be successful.

4. A joint federal-provincial program should be established to take advantage of increasing provincial government interest in coal liquefaction. The federal government should manage the program. Provincial government groups would be expected to initiate coal liquefaction projects of local priority.

5. The shortage of experienced Canadian manpower in the coal liquefaction area is a problem of major concern. It is recommended that in all areas of coal liquefaction technology, the development of Canadian manpower resources be given high priority. This is especially important where foreign technology is being considered for application in Canada. The current EMR/CANMET program has helped to start the training of Canadian groups. An expanded in-house and contract program would build on this base.

de collaboration internationale avec les quatre pays cités. Il devrait être possible d'utiliser comme outil de négociation la position actuelle du Canada dans le domaine des sables bitumineux.

5. On devrait tenter de s'assurer qu'une partie du génie nécessaire pour des projets aussi vastes puisse être réalisé par des Canadiens. Le seul mécanisme fédéral actuellement en place qui puisse répondre directement à cette nécessité est le programme EMR/CANMET de liquéfaction des charbons.

En ce qui concerne le développement qu'une technologie et d'une expertise canadiennes de liquéfaction des charbons nous recommandons ce qui suit:

1. Nous avons besoin de beaucoup plus de renseignements sur la façon dont les charbons canadiens se comporteraient dans divers procédés de deuxième et troisième générations qui pourraient être importés ainsi que dans ceux mis au point au Canada. Le CANMET a été, et devrait continuer à être, l'organisme responsable de cette évaluation et du développement initial des procédés.

2. La *première priorité* dans le développement de la technique de liquéfaction des charbons au Canada devrait aller au co-traitement des charbons et des bitumes ou huiles lourdes. C'est là une occasion de capitaliser sur la technologie d'hydrocraquage des bitumes actuellement disponible et par conséquent de raccourcir le temps et le coût de développement général.

3. Pour stimuler la participation industrielle il faudrait un programme EMR/CANMET de contrats, dans le domaine de la liquéfaction des charbons, étendu et modifié, dirigé de préférence vers les sociétés canadiennes d'exploitation des richesses minérales. Si l'on veut que ce programme connaisse le succès il faut résoudre le problème de la confidentialité de l'information.

4. Il faudrait établir un programme conjoint fédéral/provincial pour tirer parti de l'intérêt croissant des gouvernements provinciaux à l'égard de la liquéfaction des charbons. Un tel programme serait géré par le gouvernement fédéral et les programmes provinciaux pourraient lancer des projets de liquéfaction des charbons conformes aux priorités locales.

5. La pénurie de main-d'œuvre canadienne expérimentée dans le domaine de la liquéfaction des charbons est un problème particulièrement important. On recommande de donner une haute priorité à tous les domaines techniques nécessaires au développement des ressources canadiennes en main-d'œuvre. Ceci est particulièrement important lorsqu'on considère l'application au Canada de technologies étrangères. L'actuel programme EMR/CANMET a aidé à lancer la formation de groupes canadiens. Un programme étendu de recherches internes et sous contrat permettrait d'élargir cette base.

#### APPENDIX A

##### THE EMR/CANMET CONTRACT PROGRAM IN COAL LIQUEFACTION

P. J. Champagne  
Coal Liquefaction Group  
CANMET  
Energy Research Laboratories

#### APPENDICE A

##### LE PROGRAMME EMR/CANMET DE CONTRATS DE LIQUÉFACTION DES CHARBONS

P. J. Champagne  
Groupe de liquéfaction du charbon  
CANMET  
Laboratoires de recherche sur l'énergie



### Introduction

The Department of Energy, Mines and Resources initiated the "Coal Conversion Program" in 1976-77, the purpose of which was to promote the utilization of coal wherever economically feasible in order to reduce the increasing demands on the limited Canadian resources of oil and gas and to reduce the requirements for imported petroleum. The first year of this program involved participation by the Government at the 50% funding level with eight contract partners and succeeded in identifying six promising areas of coal utilization. These were: lignite upgrading; coal-oil-mixture combustion; fluid bed combustion; synthesis of low heat value fuel gas; synthesis of chemical feedstocks; manufacture of liquid fuels.

In the second year of the Coal Conversion Program, the Coal Liquefaction Contract Program was initiated to cover those areas which involved production of liquid hydrocarbons from coal. The aims of this program were to encourage small scale coal liquefaction research in Canada through the 100% funded coal liquefaction program and to share with interested industries the financial risk of larger coal liquefaction technology applications through the shared cost program (usually shared 50/50).

This contract program contained several long term objectives. The information and data collected through the contract research programs would help establish the federal government as a centre of expertise in coal liquefaction such that a coordinative influence could be exerted on future research in this area. At the same time, several other centres of expertise in specific areas of coal liquefaction would be established across Canada which would allow cooperative programs to be established between these centres, the provincial government and industry sectors. A further long term objective was the demonstration of coal liquefaction technology in Canada at the pilot plant scale.

The development of this program can be traced from the attached listing of contractors and their involvement in the contract program, and the bar charts (Figure A1) showing the federal government's involvement in these contracts. It is apparent that a high proportion of the initial monetary input has been directed towards "state of the art" reviews, design and construction of equipment and preliminary investigation of new and existing technologies as they apply to the liquefaction of Canadian coals. This has helped to accomplish the goal of developing expertise in the field. In some cases, these initial stages have progressed from small batch studies to construction of continuous coal liquefaction systems, both on the laboratory scale and the small process development scale. In these instances, the capability now exists for the generation of a significant amount of data on the applicability of various Canadian coals to liquefaction using variations in existing technology. This will require the expenditure of a large proportion of the contract funds in the immediate future and should help to motivate the Canadian coal, oil and utility companies to participate in further applied research in the area.

### Introduction

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a lancé son programme de conversion du charbon en 1976-77, dans le but de promouvoir l'utilisation du charbon, là où c'était rentable, de façon à réduire la demande sans cesse croissante de pétrole et de gaz canadiens et à réduire également les besoins de pétrole importé. Durant la première année d'existence du programme, le gouvernement fédéral a financé 50% des dépenses de huit contractants, et on a pu cerner six domaines prometteurs d'utilisation du charbon: l'amélioration du lignite, la combustion de mélanges charbon-pétrole, la combustion en lit fluidisé, la synthèse de gaz à faible pouvoir calorifique, la synthèse de produits chimiques de base et la fabrication de combustibles liquides.

Durant la deuxième année, on mis sur pied le programme de contrats de liquéfaction des charbons pour s'occuper du domaine de la production de combustibles liquides à partir du charbon. Ce programme était destiné à encourager la recherche à petite échelle sur la liquéfaction, grâce à un financement à 100% par le programme de liquéfaction des charbons, et à partager avec des entreprises intéressées les risques financiers des applications à plus grande échelle, généralement grâce à un programme de partage le plus souvent 50/50.

Ce programme de contrats contenait plusieurs objectifs à long terme. Les renseignements et les données recueillis grâce aux recherches subventionnées devaient aider à faire de l'administration fédérale le centre de l'expertise en matière de liquéfaction des charbons, de sorte qu'il puisse exercer une influence coordonnatrice sur les futures recherches dans le domaine. Simultanément, plusieurs autres centres spécialisés dans des secteurs spécifiques de la liquéfaction devaient être établis au pays, afin de pouvoir établir des programmes de collaboration plus simples entre ces centres, les gouvernements provinciaux et les secteurs industriels. Un autre objectif à long terme était la démonstration de la technologie de liquéfaction dans une usine pilote.

On peut se faire une idée de l'évolution de ce programme en consultant la liste ci-après des contractants qui ont participé et le diagramme de la figure A-1 qui montre la participation du gouvernement fédéral. Il est clair qu'une forte proportion des premières sommes d'argent investies a été consacrée à des examens de la situation du moment, à la conception et à la construction de matériel et à des études préliminaires de techniques, nouvelles ou non, applicables à la liquéfaction des charbons canadiens. Cette situation a aidé à créer une compétence dans le domaine. Dans certains cas, ces étapes initiales sont passées des études sur de petits lots à la construction de systèmes de liquéfaction en continu, tant à l'échelle du laboratoire qu'à celle du développement du procédé à petite échelle. Nous avons maintenant la possibilité de produire une quantité importante de données sur la valeur de différents charbons canadiens avec différents procédés de liquéfaction. Dans l'avenir immédiat, une telle production de données exigera une forte proportion des fonds destinés aux contrats, mais elle devrait inciter les sociétés canadiennes des charbons, des pétroles et de l'électricité à participer à de nouvelles recherches appliquées dans ce domaine.

At the same time, there should be an increased effort made towards helping more companies get started in research on the liquefaction of coal. As well, it should be recognized that there is a very real need for fundamental research into the physical and chemical structure of coal and of coal derived liquids, and the reactions involved in the production of these liquefaction products. This research is required, along with fundamental engineering studies, in support of existing technologies and in view of the fact that any radically new methods for coal liquefaction will demand an intimate understanding of the chemical and engineering concepts involved.

#### The Contract Program

In the following detailed program summary, the amounts of money shown are total contract costs. The extent of Federal government participation is noted in each case as: (1) 100% funded; (2) 50% funded; (3) 33% funded; (4) 67% funded. Contractors are listed alphabetically along with brief descriptions of each contract.

##### *Aluminum Company of Canada Limited, Arvida, Quebec*

*Petroleum Coke—Supply, Demand, Cost/1975-1990 and Technical and Economic Appraisal of Pure Electrode Coke by Solvent Refining of Canadian Coals*

Year: 1977-78 Amount: \$47,000 (2)

As part of this detailed analysis of the supply, demand and cost of petroleum coke, the current status of the solvent refining of coal and the production of pure electrode coke from solvent refined coal (SRC) was reviewed. The economic evaluation was projected to indicate that production of electrode grade coke from SRC was attractive as a long term alternative to petroleum derived coke.

##### *Algas Resources Limited, Calgary, Alberta*

*Coal Conversion in Alberta—Stage 1—Evaluation*

Year: 1976-77 Amount: \$392,000 (2)

A study was undertaken with the aim of providing a preliminary technical and cost evaluation of coal conversion processes and production systems as applied to Albian sub-bituminous coals. This study concentrated on coal gasification system, but a review of the leading liquefaction processes at that time indicated that coal liquefaction had future possibilities of becoming economically attractive.

*Liquid Fuels From Coal—Phase I*

Year: 1980-81 Amount: \$497,000 (3)

This study, the details of which are confidential under the terms of the contract, was designed to evaluate Canadian coals in pilot plant liquefaction trials in West Germany. This will be followed by an economic feasibility evaluation.

##### *British Columbia Research Council, Division of Applied Chemistry, Vancouver, B.C.*

*Concurrent Grinding and Hydrogenation of Coal*

Year: 1978-79 Amount: \$38,100 (1)

A research program was carried out with the aim of evaluating the concept of concurrent grinding and hydrogenation of

En même temps, il faudrait redoubler d'efforts pour aider des sociétés à se lancer dans la recherche sur la liquéfaction des charbons. De plus, il faudrait se rendre compte du besoin de recherches fondamentales sur la physique et la chimie du charbon et de ses dérivés liquides, ainsi que des réactions qui conduisent à ces produits de liquéfaction. Enfin, cette recherche est nécessaire, en même temps que des études fondamentales de génie, non seulement pour les technologies existantes, mais aussi parce que toute nouvelle technologie, radicalement différente, exigera une compréhension intime des principes de chimie et de génie sur laquelle elle sera basée.

#### Le programme de contrats

Dans le résumé des contrats qui suit, les sommes indiquées représentent le coût total des contrats. Dans chaque cas nous avons indiqué la participation fédérale par un chiffre entre parenthèses: (1) 100%, (2) 50%, (3) 33% et (4) 67%. Les contractants sont donnés par ordre alphabétique avec une brève description du contrat.

##### *Alcan, Arvida (Québec)*

*Coke de pétrole—Offre, demande, coût 1975-1990 et Évaluation technique et économique de la fabrication de coke à électrode pur par raffinage au solvant de charbons canadiens*

Année: 1977-78 Montant: \$47 000 (2)

Dans le cadre d'une analyse détaillée de l'offre, de la demande et du coût du coke de pétrole, on a passé en revue la situation du raffinage au solvant des charbons pour la production d'électrodes de coke pur (procédé SRC). Des projections de l'évaluation économique indiquaient que la production de telles électrodes par le procédé SRC constituerait un choix valable à long terme.

##### *Algas Resources Limited, Calgary (Alberta)*

*Conversion des charbons en Alberta—Phase 1—Évaluation*

Année: 1976-77 Montant: \$392 000 (2)

Étude entreprise pour obtenir une évaluation technique et économique préliminaire des procédés de conversion et des systèmes de production qui seraient applicables aux charbons sub-bitumineux de l'Alberta. L'étude portait surtout sur la gazéification, mais un examen des principaux procédés de liquéfaction de l'époque indiquait qu'ils étaient susceptibles de devenir financièrement intéressants.

*Combustibles liquides à partir du charbon—Phase I*

Année: 1980-81 Montant: \$497 000 (3)

Cette étude, dont les détails sont confidentiels en vertu des termes du contrat, est conçue pour évaluer des charbons canadiens dans une usine pilote de liquéfaction en Allemagne de l'ouest. Ces essais seront suivis d'une évaluation de faisabilité économique.

##### *British Columbia Research Council, Division of Applied Chemistry, Vancouver*

*Broyage et hydrogénation simultanés du charbon*

Année: 1978-79 Montant: \$38 100 (1)

Programme de recherche visant à évaluer le principe du broyage et de l'hydrogénation des charbons en une seule étape.



coal. In terms of coal conversion the results of this initial study appear to be promising and have resulted in a patent application. Further research in this area is presently under consideration.

*Inco, J. Roy Gordon Research Laboratory, Sheridan Park, Mississauga, Ontario*

*Production of Liquid Fuel from Coal*

Year: 1977-78 Amount: \$76,248 (2)

A batch liquefaction system was constructed and several transition metal catalysts were tested as to their effects on the liquefaction of Canadian coals. Some proprietary Inco catalysts were found to be as good as or better than the commercially available catalysts. Inco has been continuing this work on its own.

*Kilborn Limited, Toronto, Ontario*

*Flash Hydropyrolysis of Coal*

Year: 1980-81 Amount: \$200,000 (1)  
Year: 1981-82 (contract under negotiation)

The objective of this two year program is to develop engineering design information and to establish optimum process conditions for flash hydropyrolysis (rapid heating, under pressure, in the presence of a hydrogen donor) of Canadian coals. The results of this program should allow a better understanding of the effects of process variables on the yields and selectivities of desired hydropyrolysis products and should provide information needed to develop better design techniques in order to maximize the yield of liquid products.

*McGill University, Department of Chemical Engineering, Montreal, Quebec*

*Investigation of Coal Liquefaction Processes (Hydropyrolysis)*

Year: 1979-80 Amount: \$23,500 (1)

The purpose of this study is to carry out fundamental studies on small scale flash hydropyrolysis reactions in order to determine the dependence of the yields and composition of products on the type of coal and the nature of the hydrogenating agent under various process conditions.

*Nova Scotia Research Foundation, Dartmouth, Nova Scotia*

*Extractive Coking Liquefaction Process*

Year: 1976-77 Amount: \$20,000 (2)

This four month study was designed to initiate an investigation of a low pressure and temperature (low severity) process for the liquefaction of Nova Scotian coal. The project included a literature and technology survey from which an initial process concept was chosen. A few preliminary small scale coal solubility tests were also carried out.

*Low Severity Coal Liquefaction Process*

Year: 1977-78 Amount: \$120,464 (2)

The investigation of a low severity coal liquefaction process was continued as a six month program of batch liquefaction

Si l'on considère la conversion du charbon, les résultats de cette première étude sont encourageantes et ils ont déjà conduit à une demande de brevet. De nouvelles recherches dans ce domaine sont actuellement à l'étude.

*Inco, J. Roy Gordon Research Laboratory, Sheridan Park, Mississauga (Ontario)*

*Production de combustibles liquides à partir du charbon*

Année: 1977-78 Montant: \$76 248 (2)

On a construit un système de liquéfaction par lots et essayé l'effet de divers catalyseurs, en métaux de transition, sur la liquéfaction de charbons canadiens. Certains catalyseurs brevetés d'Inco se sont révélés aussi bons, voire meilleurs, que les catalyseurs du commerce. Inco continue ces travaux en son nom propre.

*Kilborn Limited, Toronto (Ontario)*

*Hydropyrolyse éclair du charbon*

Année: 1980-81 et Montant: \$200 000 (1)  
Année: 1981-82 (contrat en négociation)

L'objectif de ce programme de deux ans est de mettre au point des données de conception du point de vue génie et d'établir les conditions optimales de l'hydropyrolyse éclair de charbons canadiens (chauffage rapide, sous pression, en présence d'un donneur d'hydrogène). Les résultats de ce programme devraient donner une meilleure idée des effets des différents paramètres du procédé sur le rendement et la sélectivité à l'égard des produits désirés. On devrait également obtenir les renseignements nécessaires à la mise au point de meilleures techniques, maximisant le rendement en produits liquides.

*Université McGill, Département de génie chimique, Montréal (Québec)*

*Étude des procédés de liquéfaction des charbons (hydropyrolyse)*

Année: 1979-80 Montant: \$23 500 (1)

L'objet de cette étude est d'effectuer des études fondamentales sur les réactions d'hydropyrolyse éclair, à petite échelle, de façon à déterminer l'influence du type de charbon et de la nature de l'agent hydrogénant sur le rendement et la composition des produits dans les différentes conditions possibles.

*Nova Scotia Research Foundation, Dartmouth (Nouvelle-Écosse)*

*Procédé de liquéfaction extractive*

Année: 1976-77 Montant: \$20 000 (2)

Cette étude de quatre mois était destinée à envisager un procédé à basse pression et basse température (faible sévérité) de liquéfaction de charbons de Nouvelle-Écosse. Le projet comportait un examen de la littérature et de la technologie dont on déduirait un principe de procédé initial. On a également effectué quelques essais préliminaires de solubilité, à petite échelle.

*Procédé de liquéfaction des charbons de faible sévérité*

Année: 1977-78 Montant: \$120 464 (2)

L'étude susmentionnée fut suivie d'un programme de six mois comportant des essais de liquéfaction par lots de char-



studies on a Nova Scotian coal with model solvents. This was accompanied by preliminary studies on recovery of liquid products from the crude liquefaction products. Coal conversions in the liquefaction step were acceptable but yields in the liquid separation step were low.

#### *Low Severity Coal Liquefaction Process*

Year: 1978-79                      Amount: \$169,684 (2)

This phase of the program involved construction of continuous flow systems for solvent preparation and for coal liquefaction. Further batch studies were carried out in an attempt to increase liquid yields from the two stage process without deviating from the low severity approach. This did not result in acceptable yields from the liquid separation stage.

#### *Liquefaction Studies on Nova Scotia Coals*

Year: 1980-81                      Amount: \$171,412 (2)

This project will involve the start-up and run-in of the continuous solvent preparation and coal liquefaction units. Efforts will be made to increase the liquid yields from Nova Scotia coals by extending the range and severity of process conditions. This project will also investigate further the properties of those hydrogen donating solvents which prove effective in the liquefaction of these coals, and the processing conditions required for the preparation of these solvents.

#### *Raylo Chemicals, Edmonton, Alberta*

##### *Investigation to Establish the Feasibility of Using Supercritical Gas Extraction for the Liquefaction of Canadian Coals*

Year: 1979-80                      Amount: \$35,990 (1)

The objective of this project is to evaluate the extraction of liquids from Canadian coals using solvents above their critical temperature (temperature at which a solvent is in a gaseous state regardless of the pressure applied to it). A bench scale batch system has been designed and constructed, and will be used to evaluate Canadian coals, particularly low rank coals, and solvents as to the extent of liquefaction by this system. Such a process is designed to produce clean liquids from which the solvents are easily recovered.

##### *Characterization of Coal-Derived Liquids*

Year: 1980-81                      Amount: \$50,000 (1)  
(contract under negotiation)

This project will have two major goals. The first is the development of the techniques and expertise required for the separation and characterization of liquids derived from the liquefaction of Canadian coals. The second goal is the development of a centre for such analyses which would be available to those in the Canadian scientific community who are carrying out research in coal liquefaction but do not have resources for full work-up and analysis of their products.

#### *Sandwell Beak Research Group, Toronto, Ontario*

##### *Liquefaction of Low Rank Coals—Phase I*

Year: 1977-78                      Amount: \$65,000 (1)

bons de Nouvelle-Écosse avec des solvants types. Cette partie du travail était accompagnée d'études de récupération des produits liquides à partir des produits de liquéfaction bruts. La conversion du charbon à l'étape de la liquéfaction était acceptable, mais le rendement à l'étape de séparation des liquides était faible.

##### *Procédé de liquéfaction des charbons de faible sévérité*

Année: 1978-79                      Montant: \$169 684 (2)

Cette phase du programme comportait la construction de systèmes en continu pour la préparation du solvant et la liquéfaction du charbon. De nouveaux essais par lots furent effectués pour tenter d'accroître le rendement en liquides aux deux étapes du procédé sans s'écarter du principe de la faible sévérité. Cette méthode n'a pas conduit à des résultats acceptables au stade de la séparation des liquides.

##### *Études de liquéfaction sur des charbons de Nouvelle-Écosse*

Année: 1980-81                      Montant: \$171 412 (2)

Ce projet comportera le démarrage et l'exploitation d'unités en continu de préparation du solvant et de liquéfaction des charbons. On tentera d'augmenter le rendement en liquides à partir de charbons de Nouvelle-Écosse en étendant la gamme de température et de pression (sévérité) du procédé. Le projet poursuivra également l'étude des propriétés des solvants donneurs d'hydrogène qui se sont révélés efficaces dans la liquéfaction de ces charbons, ainsi que des conditions de traitement requises pour la préparation de ces solvants.

#### *Raylo Chemical, Edmonton (Alberta)*

##### *Recherches en vue d'établir la faisabilité de l'extraction par des gaz supercritiques pour la liquéfaction de charbons canadiens*

Année: 1979-80                      Montant: \$35 990 (1)

L'objectif de ce projet est d'évaluer l'extraction de liquides de charbon canadiens en utilisant des solvants au-dessus de leur température critique (température à laquelle un solvant est à l'état gazeux quelles que soient les conditions de pression). Un système de laboratoire de traitement par lots a été conçu et construit, et sera utilisé pour évaluer des charbons canadiens, particulièrement des charbons de bas rang, ainsi que des solvants utilisables dans ce procédé. Un tel procédé est conçu pour produire des liquides propres dont on peut facilement extraire le solvant.

##### *Caractérisation des liquides dérivés des charbons*

Année: 1980-81                      Montant: \$50 000 (1)  
(contrat en négociation)

Ce projet aura deux objectifs principaux. Le premier est le développement de techniques et d'une compétence nécessaires pour la séparation et la caractérisation des liquides dérivés de la liquéfaction de charbons canadiens. Le deuxième est l'établissement d'un centre qui effectuerait des analyses pour tous ceux qui procèdent à des recherches sur la liquéfaction des charbons, mais n'ont pas les ressources pour effectuer l'analyse complète de leurs produits.

#### *Sandwell Beak Research Group, Toronto (Ontario)*

##### *Liquéfaction de charbons de bas rang—Phase I*

Année: 1977-78                      Montant: \$65 000 (1)

Batch autoclave coal liquefaction studies were carried out on a Canadian lignite using anthracene oil as solvent and varying the ratio of hydrogen to carbon monoxide in the reducing gas, as well as the reaction time, temperature and pressure. From measurements of the liquid product quality and quantity, a mathematical model was developed for the prediction of the product distributions at various operating conditions.

#### *Liquefaction of Low Rank Coals-Phase 2*

Year: 1978-79 Amount: \$131,200 (1)

A semi-continuous system was designed and constructed to allow operation at pressures near those of continuous liquefaction systems. This included continuous flow of gas through a batch autoclave and recycling of liquids condensed from the gas stream. Liquefaction tests were carried out with a Canadian Lignite using anthracene oil as solvent. Some catalyst screening was done as well as a literature review on homogeneous catalysts and liquefaction patents.

#### *Feasibility of Using Bitumen as Solvent for Coal Liquefaction*

Year: 1979-80 Amount: \$45,800 (1)

A study is underway to evaluate the potential of Athabasca bitumen and a bitumen derived heavy oil fraction as solvents for the liquefaction of a variety of Canadian coals. These tests are being run at various ratios of carbon monoxide to hydrogen as reducing gas and in the presence of a selection of liquefaction catalysts. The results will be compared to previous tests on lignite in anthracene oil.

#### *Production of Oils from Canadian Low-Rank Coals, Phase I—Experimental and Economic Assessment*

Year: 1979-80 and Amount: \$500,000 (2)  
Year: 1980-81

A small scale continuous coal liquefaction system (process development unit) has been designed and construction is underway. This unit will be used for liquefaction trials with low-rank Canadian coals, evaluation of liquefaction solvents and screening of catalysts. The study also includes a capital cost estimate and market appraisal for construction of a full scale coal liquefaction plant.

*Saskatchewan Power Corporation, Research and Development Centre, Regina, Saskatchewan*

#### *Simultaneous Hydrogenation of Coal/Heavy Oil Slurries*

Year: 1979-80 Amount: \$60,000 (1)

A study is being carried out to evaluate the potential of a Lloydminster heavy oil as a solvent medium for the liquefaction of a selection of Canadian coals under a variety of process conditions. Such a process, if feasible, would be particularly applicable in western Canada.

Études de liquéfaction des charbons, en traitement par lots, sur du lignite canadien en utilisant des huiles anthracéniques comme solvant et en variant le rapport hydrogène/monoxyde de carbone dans le gaz réducteur, de même que le temps, la température et la pression de réaction. À partir de la mesure de la qualité et de la quantité des produits, on a mis au point un modèle mathématique de la répartition des produits dans diverses conditions expérimentales.

#### *Liquéfaction de charbons de bas rang—Phase 2*

Année: 1978-79 Montant: \$131 200 (1)

Un système en semi-continu a été conçu et construit pour pouvoir fonctionner à des pressions voisines de celles des systèmes de liquéfaction en continu. Il y a une circulation continue de gaz dans une autoclave de type discontinu et un recyclage des liquides condensés à partir du courant de gaz. Les essais ont été effectués avec du lignite canadien en utilisant une huile anthracénique comme solvant. On a procédé à une sélection des catalyseurs ainsi qu'à un examen de la littérature relative aux catalyseurs homogènes et aux brevets de liquéfaction.

#### *Faisabilité de l'utilisation des bitumes comme solvant pour la liquéfaction des charbons*

Année: 1979-80 Montant: \$45 800 (1)

Étude en cours pour évaluer le potentiel des bitumes de l'Athabasca et des bitumes dérivés des huiles lourdes, comme solvants pour la liquéfaction de divers charbons canadiens. Ces essais ont été effectués avec un gaz réducteur dont on a fait varier le rapport hydrogène/monoxyde de carbone, et en présence de catalyseurs choisis. Les résultats seront comparés à ceux d'autres essais effectués sur du lignite dans des huiles anthracéniques.

#### *Production d'huiles à partir de charbons canadiens de bas rang—Phase I—Évaluation expérimentale et économique*

Année: 1979-80 et Montant: \$500 000 (2)  
Année: 1980-81

On système de liquéfaction en continu, à petite échelle, (unité de développement du procédé) a été conçu et est maintenant en construction. Cette unité sera utilisée pour des essais de liquéfaction de charbons canadiens de bas rang, l'évaluation des solvants de liquéfaction et le choix des catalyseurs. L'étude comprend également une estimation des investissements nécessaires et du marché disponible en vue de la construction d'une usine de liquéfaction des charbons de taille commerciale.

*Saskatchewan Power Corporation, Research and Development Center, Regina*

#### *Hydrogénation simultanée de suspensions de charbon et d'huiles lourdes*

Année: 1979-80 Montant: \$60 000 (1)

Étude effectuée pour évaluer le potentiel des huiles lourdes de Lloydminster comme solvant pour la liquéfaction de différents charbons canadiens dans différentes conditions de traitement. Un tel procédé, s'il était réalisable, serait particulièrement adapté à l'ouest du Canada.



*Saskatchewan Research Council, Saskatoon, Saskatchewan**Determination of the Rheological Properties of Coal-Oil Slurries*

Year: 1978-79

Amount: \$35,424 (1)

The objective of this study was to obtain sufficient rheological data (flow characteristics) to undertake preliminary design or coal/solvent slurry transfer lines in coal combustion, gasification and liquefaction plants. Since some of this work could not be carried out with commercial equipment, the program was delayed while a special high temperature viscometer was constructed. Tests have now been completed and a final report is being written. This data should be valuable for the operation of continuous coal liquefaction units now coming on stream.

*Surveyor, Nenninger and Chênevert (SNC) Inc., Montreal, Quebec**Oxygen Removal from Coal*

Year: 1979-80

Amount: \$31,000 (1)

This study will evaluate several reducing chemicals under a variety of reaction conditions as to their ability to remove chemically bonded oxygen from Canadian coals. The ultimate aim is to reduce the hydrogen requirements and thereby the costs of subsequent coal liquefaction processes, since this oxygen reacts with the hydrogen to form water.

*A Technical Assessment of Coal Liquefaction Processes as Part of the Cost Shared Coal Conversion Program*

Year: 1979-80

Amount: \$170,000 (4)

Samples of a Canadian coal will be provided to six coal liquefaction process licensors who will, in turn, provide performance data for this coal in their systems. With this data technical comparison of these processes as they relate to Canadian coals will be carried out.

*University of Regina, Regina, Saskatchewan**Petrographic Analysis*

Year: 1979-80

Amount: \$50,000 (1)

Methods and expertise are being developed for the microscopic study (petrography) of coal macerals (the organic equivalent of rock minerals) for various Canadian coals. These techniques will be applied to a study of the petrography of coal liquefaction residues with the aim of correlating petrographic characteristics of coals with their behaviour under various liquefaction conditions.

*University of Waterloo, Department of Chemical Engineering, Waterloo, Ontario**Short Residence Time Flash Hydropyrolysis*

Year: 1979-80

Amount: \$31,500 (1)

This project involves a detailed investigation of gas and liquid yields obtained during flash hydropyrolysis of coals (rapid heating in the presence of a hydrogen donor) in a fluidized bed under a hydrogen atmosphere. A special feeder for precise control of solid feeds is being developed, and the feasibility of using fluidized bed reactors for coal liquefaction will be evaluated.

*Saskatchewan Research Council, Saskatoon (Saskatchewan)**Détermination des propriétés rhéologiques de suspensions de charbon dans des huiles lourdes*

Année: 1978-79

Montant: \$35 424 (1)

L'objectif de cette étude était d'obtenir suffisamment de données rhéologiques (caractéristiques d'écoulement) pour entreprendre la conception préliminaire de conduites de transfert des suspensions charbon/huile dans les usines de combustion, de gazéification ou de liquéfaction des charbons. Comme une partie des travaux ne pouvait pas être faite avec du matériel commercial, le programme a été retardé de la durée nécessaire pour construire un viscosimètre spécial haute température. Les essais sont maintenant terminés et le rapport final est en cours de rédaction. Ces données devraient être utiles pour l'exploitation des unités de liquéfaction en continu qui arrivent au stade de la réalisation.

*Surveyor, Nenninger et Chênevert (SNC) Inc., Montréal (Québec)**Élimination de l'oxygène des charbons*

Année: 1979-80

Montant: \$31 000 (1)

Évaluation de plusieurs produits chimiques réducteurs dans différentes conditions expérimentales pour déterminer leur aptitude à éliminer l'oxygène chimiquement lié dans des charbons canadiens. Le but ultime est de réduire les besoins en hydrogène et, par suite, le coût des procédés de liquéfaction puisque l'oxygène réagit avec l'hydrogène pour donner de l'eau.

*Évaluation technique des procédés de liquéfaction des charbons dans le cadre du programme à frais partagés de conversion*

Année: 1979-80

Montant: \$170 000 (4)

Des échantillons d'un charbon canadien seront fournis à six détenteurs de brevets de procédés de liquéfaction qui, à leur tour, nous fourniront des chiffres sur la performance de ce charbon dans leur système. A partir de ces données on fera une comparaison de l'applicabilité des divers systèmes aux charbons canadiens.

*Univertisé de Regina, Regina (Saskatchewan)**Analyse pétrographique*

Année: 1979-80

Montant: \$50 000 (1)

Développement de méthodes et d'une compétence pour l'étude microscopique (pétrographie) de macéraux de charbon (équivalents organiques des minéraux des roches) pour divers charbons canadiens. Ces techniques seront appliquées à l'étude de la pétrographie des résidus de liquéfaction dans le but de relier les caractéristiques pétrographiques des charbons à leur comportement dans diverses conditions de liquéfaction.

*Université de Waterloo, Département de génie chimique, Waterloo (Ontario)**Hydropyrolyse éclair à court temps de séjour*

Année: 1979-80

Montant: 31 500 (1)

Ce projet comporte une étude détaillée des rendements en gaz et en liquides obtenus par hydropyrolyse éclair des charbons (chauffage rapide en présence d'un donneur d'hydrogène) dans un lit fluidisé sous atmosphère d'hydrogène. On met au point un dispositif spécial de régulation précise de l'alimentation en solides et on évaluera la faisabilité de l'utilisation de réacteurs à lit fluidisé pour la liquéfaction des charbons.



Figure A-1

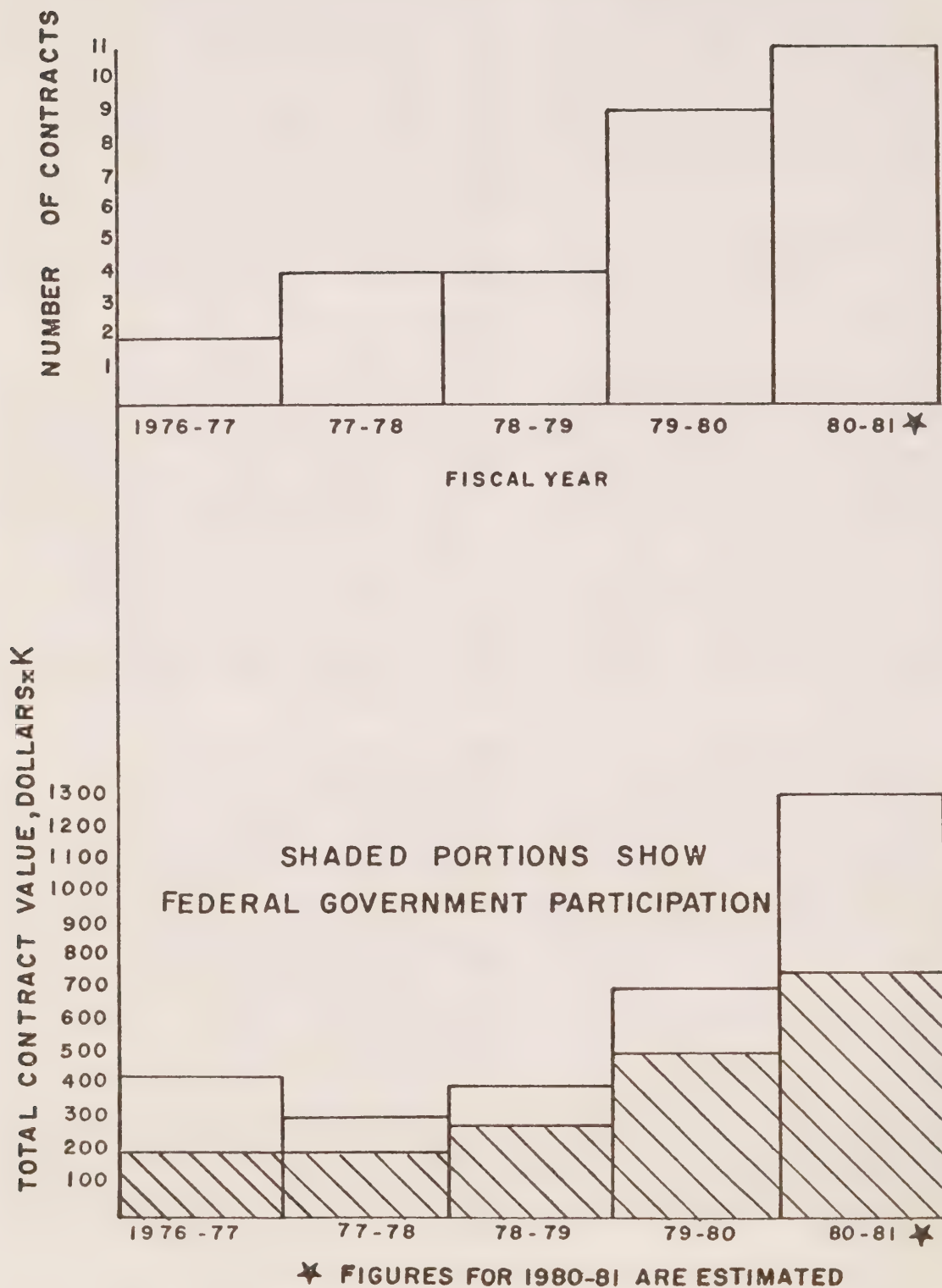
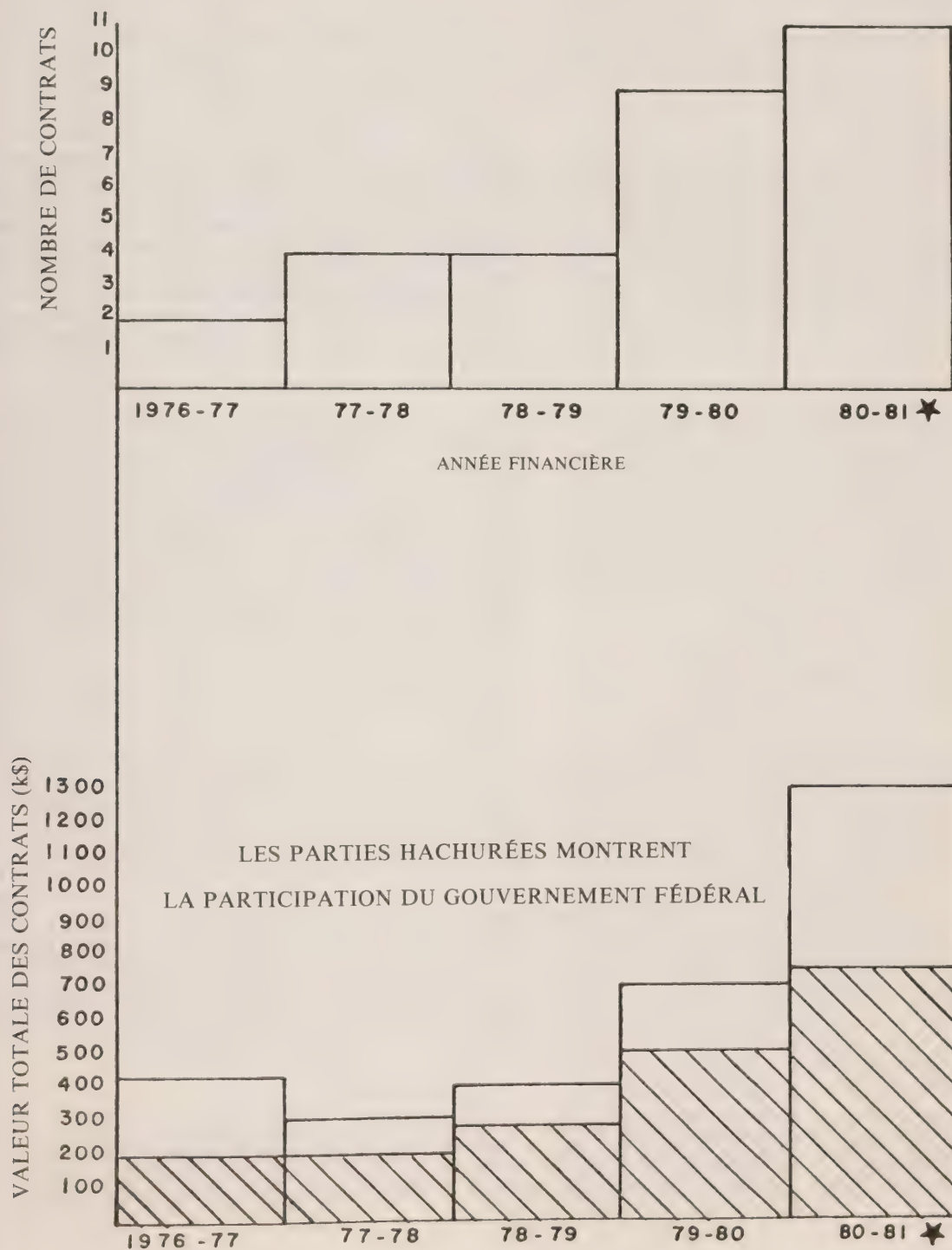
DEVELOPMENT OF COAL LIQUEFACTION CONTRACT PROGRAM

Figure A-1

## ÉVOLUTION DU PROGRAMME DE CONTRATS DE LIQUÉFACTION DES CHARBONS



\*LES CHIFFRES DE 1980-81 SONT ESTIMATIFS

## APPENDIX B

AN OVERVIEW OF THE U.S.  
COAL LIQUEFACTION PROGRAM

A.J. Szladow

Coal Liquefaction Group

CANMET

Energy Research Laboratories

U.S. Synthetic Fuels Policy

Since the 1973 oil embargo, the U.S. government has pursued an active policy interest in synthetic fuels. The Ford administration proposed a synthetic fuels capacity equivalent to 350,000 barrels per day by 1985. The Ford administration also proposed formation of the Energy Independence Authority to oversee a massive program of government assistance for synfuels development. It would have had up to \$25 billion in equity capital plus the authority to underwrite \$75 billion in commercial loans.

In the summer of 1979, President Carter proposed an \$88 billion project which is, presently, under consideration by Congress. A \$20 billion plan may be approved as a first stage of an expanded synthetic fuels development program. The Carter administration has also proposed an Energy Mobilization Board with the power to expedite construction of critical energy facilities. It would be modelled on the war Production Board Office of Rubber Research which was established during World War II.

## U.S. Coal Liquefaction Program

*Objectives*

The objectives of the program are to develop cleaner coal utilization technologies which are environmentally acceptable and to establish a significant capability for producing synthetic liquid and gaseous fuels. The program plan is to develop and to demonstrate, in partnership with industry, selected liquefaction processes for producing acceptable liquid fuels. The present program provides support for several processes in parallel from laboratory scale through the process development stage. The most promising candidates will be selected for advancement to the pilot plant stage and only those processes identified as best meeting commercial market needs will be considered for demonstration.

*Activities and Funding*

Coal liquefaction strategy of the Fossil Fuel Program is organized around five major activities which are intended to demonstrate the capability for producing synthetic liquid fuels by the mid-to late 1980's and to develop production

## APPENDICE B

APERÇU DU PROGRAMME DE LIQUÉFACTION  
DES CHARBONS DES ÉTATS-UNIS

A. J. Szladow

Groupe de la liquéfaction du charbon

CANMET

Laboratoires de recherche sur l'énergie

La politique américaine concernant les carburants  
synthétiques

Depuis l'embargo de 1973 sur le pétrole, le gouvernement des États-Unis poursuit une politique très active à l'égard des carburants synthétiques. L'administration Ford avait proposé de parvenir à une capacité de production de carburants synthétiques de 350 000 barils par jour en 1985. Elle avait également proposé un organisme (Energy Independence Authority) qui superviserait un gigantesque programme d'assistance gouvernementale au développement des carburants synthétiques. Il devait avoir un budget pouvant atteindre \$25 milliards en parts d'investissement et le pouvoir de garantir jusqu'à \$75 milliards en prêts commerciaux.

À l'été de 1979, le président Carter introduisait un projet de \$88 milliards qui est présentement étudié par le Congrès. Un premier plan de \$20 milliards pourrait être approuvé d'abord pour étendre le programme de développement des carburants synthétiques. L'administration Carter a également proposé un autre groupe (Energy Mobilization Board) qui aurait le pouvoir d'accélérer la construction des installations importantes du point de vue énergétique. Ce conseil serait calqué sur le *War Production Board Office of Rubber Research* qui avait été créé pendant la Deuxième Guerre mondiale.

## Le programme de liquéfaction des charbons

*Objectifs*

Les objectifs du programme sont de mettre au point des techniques d'utilisation des charbons qui soient acceptables sur le plan environnemental et d'établir une capacité certaine de production de carburants liquides et gazeux. Le plan du programme vise à développer et à éprouver, en association avec l'industrie, des procédés choisis de liquéfaction capables de produire des carburants liquides acceptables. Le présent programme vient en aide parallèlement à divers procédés au stade soit du laboratoire soit du développement, en passant par tous les intermédiaires possibles. Les procédés les plus prometteurs seront sélectionnés pour l'étape de l'usine pilote et seuls ceux qui semblent répondre le mieux aux besoins du marché seront soutenus à l'échelle de la démonstration.

*Activités et financement*

La stratégie du programme des carburants fossiles pour la liquéfaction des charbons gravite autour de cinq activités principales destinées à démontrer la capacité de produire des carburants liquides synthétiques vers le milieu des années 80 et



capacity in the 1990's. The total annual funding for the Fossil Fuel Program has increased from \$88 million in FY 1973 to \$881 million in FY 1979; the coal liquefaction budget has been a significant part of this funding with over \$222 million allotted for research, development and demonstration activities in FY 1979.

Five coal liquefaction activity areas have progressed to various stages of development. These activities and their present status are:

— *Direct hydrogenation*: H-Coal process is undergoing continued development at a 2 ½ ton-per-day process development unit. A 600 ton-per-day pilot plant is under construction with operation scheduled in early FY 1980. Development of H-Coal process began in 1964 with construction of a 25 pounds-per-day process development unit and with preparation of conceptual design by Hydrocarbon Research Inc. During the period 1974 through 1977 construction of a 200 to 600 ton-per-day Pilot Plant was initiated in Catlettsburg, Kentucky. The Pilot Plant will cost \$179 million of which U.S. Department of Energy will provide \$143 million.

— *Solvent extraction processes (Pilot Plants)*: Solvent Refined Coal processes (liquid and solid) have been tested in 6 and 50 ton per day pilot plants. Construction of a 250 ton per day Exxon donor solvent pilot plant is underway with operation scheduled to begin in early 1980. The SRC project started in 1962 when the Office of Coal Research awarded a contract to the Spencer Chemical Co. (now part of Gulf Oil Co.) to study the feasibility of producing low-ash fuel from coal. In 1965, the process was successfully demonstrated in a 50 pounds-per-day continuous flow unit. In 1969, Sterns-Roger Corporation completed design of a 50 ton-per-day pilot plant and in June 1972 Office of Coal Research extended the contract with Pittsburg and Midway (now Gulf Oil Co.) to construct the Pilot Plant in Ft. Lewis, Washington. The Pilot Plant became operational in 1974. The Phase I of the Exxon Donor Solvent process was conducted in experimental equipment at a scale up to ½ ton-per-day during the period 1966 through 1973. During the Phase II (1974-1975), Exxon designed a 250 ton-per-day pilot plant and began its construction in 1978. The total cost of the Pilot Plant will be \$240 million of which the U.S. Department of Energy will provide \$120 million.

— *Solvent extraction (Demonstration Plants)*: two Solvent Refined Coal demonstration plants received authorization to start detailed plant designs and engineering work required for the first stage of construction. The 6000 ton-per-day and 6700 ton-per-day (SRC solid and liquid) demonstration plants will cost approximately \$1.5 billion.

— *Third generation*: process development units in the areas of direct hydrogenation, solvent extraction and flash hydropyrolysis are operational. Table B1 presents major third generation process developments.

à créer une capacité de production dans les années 90. Le budget global annuel du programme des carburants fossiles est passé de \$88 millions lors de l'année financière 1973 à \$881 millions dans celle de 1979. Le budget de liquéfaction des charbons représente une part substantielle de ce montant puisque \$222 millions ont été accordés pour la recherche, le développement et la démonstration dans ce domaine pour 1979.

Cinq secteurs de la liquéfaction sont à divers stades de développement. Ce sont:

*Hydrogénation directe*—Ce procédé (désigné H-Coal aux États-Unis) est actuellement étudié au moyen d'une unité de développement ayant une capacité de 2,5 tonnes par jour. Une usine pilote de 600 tonnes par jour est en cours de construction et devrait entrer en fonctionnement en 1980. Ce procédé a commencé en 1964 par la construction d'une unité de 25 livres par jour et par la préparation de plans de principe par Hydrocarbon Research Inc. La construction d'une usine pilote de 200 à 600 tonnes par jour, à Catlettsburg (Kentucky) fut lancée durant la période 1974-77. Elle coûtera \$179 millions dont \$143 millions seront fournis par le U.S. Department of Energy.

*Procédés d'extraction au solvant (usines pilotes)*—Les procédés de raffinage au solvant (désignés SRC, *Solvent Refined Coal*, aux États-Unis) ont été expérimentés dans des usines pilotes de 6 et 50 tonnes par jour. Exxon a en construction une usine pilote de 250 tonnes par jour qui devrait commencer à fonctionner en 1980. Le projet SRC a commencé en 1962 lorsque le *Office of Coal Research* a accordé un contrat à la Spencer Chemical Co. (maintenant absorbée par Gulf Oil Co.) pour étudier la possibilité de produire un combustible à faible teneur en cendres à partir du charbon. En 1969, la Sterns-Roger Corp. terminait les plans d'une usine pilote de 50 tonnes par jour et en juin 1972 l'office susmentionné étendait le contrat avec Pittsburg et Midway (maintenant absorbée par Gulf Oil Co.) à la construction de cette usine à Ft. Lewis (Washington). L'usine pilote a commencé à fonctionner en 1974. La phase I du procédé Exxon du solvant donneur a été réalisée avec un appareillage expérimental à une échelle atteignant ½ tonne par jour pendant la période 1966-1973. Pendant la phase II (1974-75) Exxon a conçu une usine pilote de 250 tonnes par jour dont la construction a commencé en 1978. Le coût total de la construction sera de \$240 millions, dont la moitié seront fournis par le ministère de l'Énergie des États-Unis.

*Extraction au solvant (usines de démonstration)*—Deux usines de démonstration utilisant le procédé de raffinage au solvant (SRC) ont été autorisées. Les travaux de conception détaillée et les travaux de génie nécessaires pour la première phase de la construction vont donc commencer. Les deux usines de 6000 et 6700 tonnes par jour produisant des solides et des liquides raffinés au solvant coûteront approximativement \$1,5 milliard.

*Troisième génération*—Des unités de développement des procédés dans les domaines de l'hydrogénation directe, de l'extraction au solvant et de l'hydropyrolyse éclair sont en fonctionnement. Le tableau B1 donne la liste des principaux

— *Support studies*: various studies in support of the ongoing pilot plant program are in progress in the National Laboratories, universities and private industry.

The distribution of the budget for the coal liquefaction activities in FY 1978 and 1979 was:

	FY 1978 \$ million	FY 1979 \$ million
Direct Hydrogenation	38	40
Solvent Extraction (Pilot Plants)	47	48
Solvent Extraction (Demonstration Plants)	16	106
Third Generation	9	14
Support Studies	16	14
Total	125	222

If the \$20 billion plan is approved, it will significantly increase the total budget for coal liquefaction activities. It is anticipated that a significant part of the new budget will be allotted for research and development on third generation technologies.

#### *U.S. Government In-House Research*

The role of National Laboratories and Energy Technology Centres is, in conjunction with other government agencies, private industry and universities, to develop the basic and applied technology and data required for coal liquefaction developments. Included under this activity are program planning and development, and efforts essential to the formulation of coal liquefaction plans and policy in the Fossil Energy Program. Historically, National Laboratories have been centres of new technological developments in coal conversion and utilization. They assisted various developments through conducting experimental studies or through support of the program.

The National Laboratories and Energy Technology Centres have been assigned different fields of activities and have assumed responsibilities for the implementation of programs within each activity. For the coal liquefaction program, the Grand Forks (N. Dakota) Energy Technology Centre has been assigned research and development in the areas of low-rank coals. Coal liquefaction support studies are assigned to the Pittsburgh Energy Technology Centre. Oak Ridge and Ames National Laboratories are responsible for studies in support of the Solvent Refined Coal processes, coal preparation and characteristics. The activities of National Laboratories may also include many programs that are generic to all coal liquefaction developments. Programs in the areas of coal conversion process development on carbonization, materials engineering programs on vessels and piping, liquefaction process corrosion programs and various engineering and environmental projects are carried out in cooperation between various research centres.

projets de développement de procédés de troisième génération.

*Études d'appui*—Diverses études permettant de venir en aide au programme permanent des usines pilotes sont en cours aux *National Laboratories*, dans les universités et dans l'industrie.

La répartition du budget des activités de liquéfaction des charbons pour les années financières 1978 et 1979 était la suivante:

	A.F. 1978 (M\$)	A.F. 1979 (M\$)
Hydrogénation directe	38	40
Extraction au solvant (usines pilotes)	47	48
Extraction au solvant (usines de démonstration)	16	106
Troisième génération	9	14
Études d'appui	16	14
Total	125	222

Si le plan de \$20 milliards est adopté, le budget des activités de liquéfaction des charbons augmentera sensiblement. On pense qu'une bonne partie du nouveau budget ira à la recherche et au développement des procédés de troisième génération.

#### *Recherche interne des organismes gouvernementaux*

Le rôle des *National Laboratories* et des *Energy Technology Centres* est, en collaboration avec d'autres organismes gouvernementaux, l'industrie privée et les universités, de produire la technologie et les données, de base et appliquées, nécessaires au développement de la liquéfaction des charbons. Ceci comprend la planification et le développement de programmes, et des travaux indispensables à la formulation de plans et d'une politique de liquéfaction des charbons dans le cadre du programme des énergies fossiles (*Fossil Energy Program*). Historiquement, les laboratoires nationaux ont été les centres de développement des nouvelles techniques de conversion et d'utilisation des charbons. Ils ont également facilité divers progrès en procédant à des études expérimentales ou en aidant le programme.

Les divers laboratoires et centres se sont spécialisés dans différents domaines et pris la responsabilité de la mise en place de programmes dans ces domaines. Ainsi, pour la liquéfaction des charbons, le centre de Grand Forks (Dakota-du-nord) s'occupe du programme de R & D relatif aux charbons de bas rang. Les études d'appui pour la liquéfaction relèvent du centre de Pittsburgh. Les laboratoires de Oak Ridge et Ames sont responsables des études d'appui pour les procédés de raffinage au solvant, la préparation et les caractéristiques des charbons. Les activités des laboratoires nationaux peuvent aussi comprendre de nombreux programmes applicables à tous les procédés de liquéfaction des charbons. Les programmes de conversion du charbon par carbonisation, les programmes de génie des matériaux pour les enceintes et les canalisations, les programmes de corrosion dans la liquéfaction et divers projets de génie ou de protection de l'environnement sont effectués en collaboration par divers centres de recherche.



A significant part of the coal energy budget goes to support the activities of National Laboratories and this is expected to increase further in coming years. The distribution of support funds in FY 1977 by research institutions is shown in Figure B1.

### *Commercialization*

The development of commercial coal liquefaction processes will increase production of clean liquid fuels and a variety of refinery feed-stocks. Synthetic liquids derived from coal can replace petroleum derived products in two markets: 1) low-ash, low-sulphur boiler fuels and 2) high grade fuels such as gasoline, diesel fuel, heating oils, etc.

Presently ten Process Development Units and four Coal Liquefaction Pilot Plants are operating in the United States. The indirect liquefaction processes have already been demonstrated on a commercial scale in South Africa (SASOL). Direct hydrogenation, solvent extraction and pyrolysis processes are rapidly moving towards the commercialization stage. Table B2 indicates the present commercialization status of various coal liquefaction technologies. The potential markets for the coal liquids are also indicated.

Financial risk is one of the major impediments to commercialization. Private industry has demonstrated considerable reluctance in investing in large commercial plants. Government purchase of the total production at a fixed price, or loan guarantees have been identified as an attractive policy option to decrease the financial risk.

### *Conclusions*

Development of a large industrial capacity for producing coal liquids will affect all major segments of the energy economy, especially petroleum and petroleum derived products. At present, Methanol and Fisher-Tropsch processes are technically ready but economically uncompetitive. Development and scale-up of direct liquefaction processes in order to assess their commercial feasibility will require further government funding in partnership with private industry. Coal derived synfuels may become competitive with imported petroleum by the late 1980's and early 1990's. However, economic uncertainties associated with the development of coal liquefaction technologies will require U.S. Federal government assistance probably for all first-of-a-kind commercial facilities.

New technology developments that will surpass present technical advancements are likely to emerge as a result of a massive funding and information outgrowth in coal liquefaction. Although technological breakthroughs are unpredictable and cannot be included in projections, learning and innovation will certainly lead to better economics and cleaner synfuels plants.

Une part importante du budget des énergies charbonnières va aux activités des laboratoires nationaux et elle devrait encore augmenter dans les prochaines années. La répartition des fonds pour l'année financière 1977, par secteur, est indiquée à la figure B-1.

### *Commercialisation*

La mise au point de procédés commerciaux de liquéfaction des charbons augmentera la production de combustibles liquides propres et de toute une gamme de produits chimiques de base. Les liquides de synthèse dérivés du charbon peuvent remplacer les produits pétroliers sur deux marchés: 1) Les combustibles à faible teneur en cendres et en soufre pour les chaudières, et 2) Les combustibles de qualité tels que l'essence, le carburant diesel, l'huile de chauffage, etc.

Il y a actuellement aux États-Unis dix unités de développement de procédé et quatre usines pilotes de liquéfaction en fonctionnement. Les procédés indirects de liquéfaction fonctionnent déjà à l'échelle commerciale en Afrique du sud (SASOL). L'hydrogénation directe, l'extraction au solvant et la pyrolyse avancent rapidement vers le stade de la commercialisation. Le tableau B-2 donne l'état présent des diverses techniques de liquéfaction et indique aussi les marchés potentiels des liquides obtenus.

Le risque financier est un des principaux obstacles à la commercialisation. L'industrie privée s'est montrée très réticente à investir dans de vastes usines. L'achat de la production par le gouvernement à un prix garanti ou des garanties de prêts ont été cités comme des moyens intéressants de réduire le risque financier.

### *Conclusions*

La création d'une vaste capacité industrielle de production de combustibles liquides à partir du charbon touchera tous les secteurs de l'économie énergétique, en particulier celui des pétroles et des dérivés pétroliers. Actuellement, les procédés méthanol et Fisher-Tropsch sont prêts mais non rentables. La mise au point à l'échelle commerciale des procédés de liquéfaction directe, pour évaluer leur valeur commerciale, exigera encore plus de financement gouvernemental en collaboration avec l'industrie privée. Les combustibles synthétiques dérivés du charbon pourront concurrencer le pétrole importé dès la fin des années 80 ou le début des années 90. Toutefois, les incertitudes économiques associées au développement des techniques de liquéfaction des charbons exigera une aide du gouvernement fédéral américain, probablement pour toutes les installations commerciales qui seront les premières d'un type donné.

Il est probable que de l'effort massif de financement et des renseignements qui en résultent, sortiront de nouveaux progrès techniques qui surpasseront les développements actuels. Bien que les découvertes techniques soient impossibles à prévoir et ne peuvent jamais être incluses dans les projections, l'accroissement des connaissances et les innovations conduiront sans aucun doute à une meilleure rentabilité et à des usines plus propres.



TABLE B1  
Third Generation Processes

Process	Developer	Funding (\$ thousands)	Objective
Hydroprocessing of Solvent Refined Coal extract	City Services Research and Development Co.	1,982	Upgrading the SRC to valuable liquid fuel and refinery feedstock
Cresap Test Facility 20 ton-per-day	Fluor Engineers and Constructors	66,358	Test facilities for various process concepts for handling and processing of coal.
Clean Coke Process ½ ton-per-day	USS Engineers and Consultants, Inc.	11,792	To convert low-grade, high-sulfur coal to low-ash metallurgical coke and synthetic fuels
Liquefaction of coal by Direct Hydrogenation 24 tons-per-day	Rockwell International Corporation	994	To produce clean liquids and gases in one step hydrogenation process
Flash Pyrolysis coal Liquefaction Process 3 ½ tons-per-day	Occidental Research Corporation	3,780	To demonstrate processing of caking coals in pyrolysis type process
Zinc Halide Hydrocracking Process 1 ton-per-day	Conoco Coal Development Co.	11,410	Process designed to minimize the conversion of coal into light hydrocarbons by severe catalytic cracking
Hydrocarbonization 240 pounds-per-day	Oak Ridge National Laboratory	2,135	Studies on the optimum design of a fluidized-bed hydrocarbonization reactor
Clean Fuels from coal 3 ½ tons-per-day	Lummus Company	4,700	Direct catalytic hydroliquefaction of coal in multi-stage, ebullated-bed reactor
Disposable Catalyst Hydrogenation ½ ton-per-day	Pittsburgh Energy and Technology Centre	1,800	Process will use inexpensive catalyst to convert coal to sulfur-free oil
Co-Steam Process 125 pounds-per-day	Grand Forks Energy and Technology Centre	700	Process is designed to convert low-rank subbituminous coals into a fuel oil by reaction of coal-oil slurry with synthesis gas

TABLEAU B-1

## Procédés de troisième génération

Procédé	Entreprise	Financement (k\$)	Objectif
Hydrotraitement de l'extraît du raffinage au solvant	City Services Research and Development Co.	1 982	Améliorer les produits liquides pour en faire des carburants ou produits chimiques de base de valeur
Installation d'essai Cresap (20 tonnes par jour)	Fluor Engineers and Constructors	66 358	Installations d'essai pour divers types de procédés de manutention et de traitement des charbons
Production de coke propre (½ tonne par jour)	USS Engineers and Consultants Inc.	11 792	Convertir des charbons de bas rang et à forte teneur en soufre, en coke métallurgique à faible teneur en cendres et en combustibles synthétiques
Liquéfaction du charbon par hydrogénation directe (24 tonnes par jour)	Rockwell International Corporation	994	Produire des gaz et des liquides propres par un procédé d'hydrogénation en une seule étape
Hydrolyse éclair des charbons (3½ tonnes par jour)	Occidental Research Corporation	3 780	Démontrer la possibilité de traiter des charbons qui s'agglomèrent par pyrolyse
Hydrocraquage avec halogénure de zinc (1 tonne par jour)	Conoco Coal Development Co.	11 410	Procédé destiné à minimiser la conversion des charbons en hydrocarbures légers par craquage catalytique sévère
Hydrocarbonisation (240 tonnes par jour)	Oak Ridge National Laboratory	2 135	Étude de la conception optimale d'un réacteur d'hydrocarbonisation à lit fluidisé
Combustibles propres à partir de charbons (3½ tonnes par jour)	Lummus Company	4 700	Hydroliquéfaction catalytique directe dans un réacteur multi-étages à lit fluidisé
Hydrogénation avec catalyseur consommable (½ tonne par jour)	Pittsburg Energy Technology Centre	1 800	Procédé utilisant un catalyseur bon marché pour convertir le charbon en huile exempte de soufre
Procédé Costeam (125 livres par jour)	Grand Forks Energy Technology Centre	700	Procédé conçu pour convertir des charbons sub-bitumineux de bas rang en huiles combustibles par réaction d'une suspension charbon/huile avec du gaz de synthèse

TABLE B2  
U.S. Coal Liquefaction Demonstration and Commercialization Projects

Process	Products	Market	Activities
Solvent Refined Coal (solid)	SNG, LPG, naphtha, distillate fuel, solid boiler fuel	boiler fuel	Construction of the first demonstration plant (6000 ton-per-day) is expected to be completed by 1984/85
Solvent Refined Coal (Liquid)	distillate fuels, naphtha, SNG, LPG	boiler fuel refinery feedstock	construction of the first demonstration plant (6700 ton-per-day) will be completed in 1984/85
Exxon Donor Solvent	distillate fuel oils, naphtha, SNG	boiler fuel refinery feedstock	construction of pilot plant (250 ton-per-day) will be completed in 1980
H-Coal	distillate fuel oils, naphtha, SNG	boiler fuel refinery feedstock	operation of pilot plant (600 ton-per-day) will begin 1980
Fischer-Tropsch	gasoline, diesel fuel, residual fuel oil, SNG, LPG	transportation fuel	process evaluation studies undertaken. If favourable, detailed plant design (25000 ton-per-day) will start in 1981 and construction would start in 1983
Methanol	methanol, gasoline	transportation fuel	commercial development study in progress (up to 10000 bbl/day capacity)

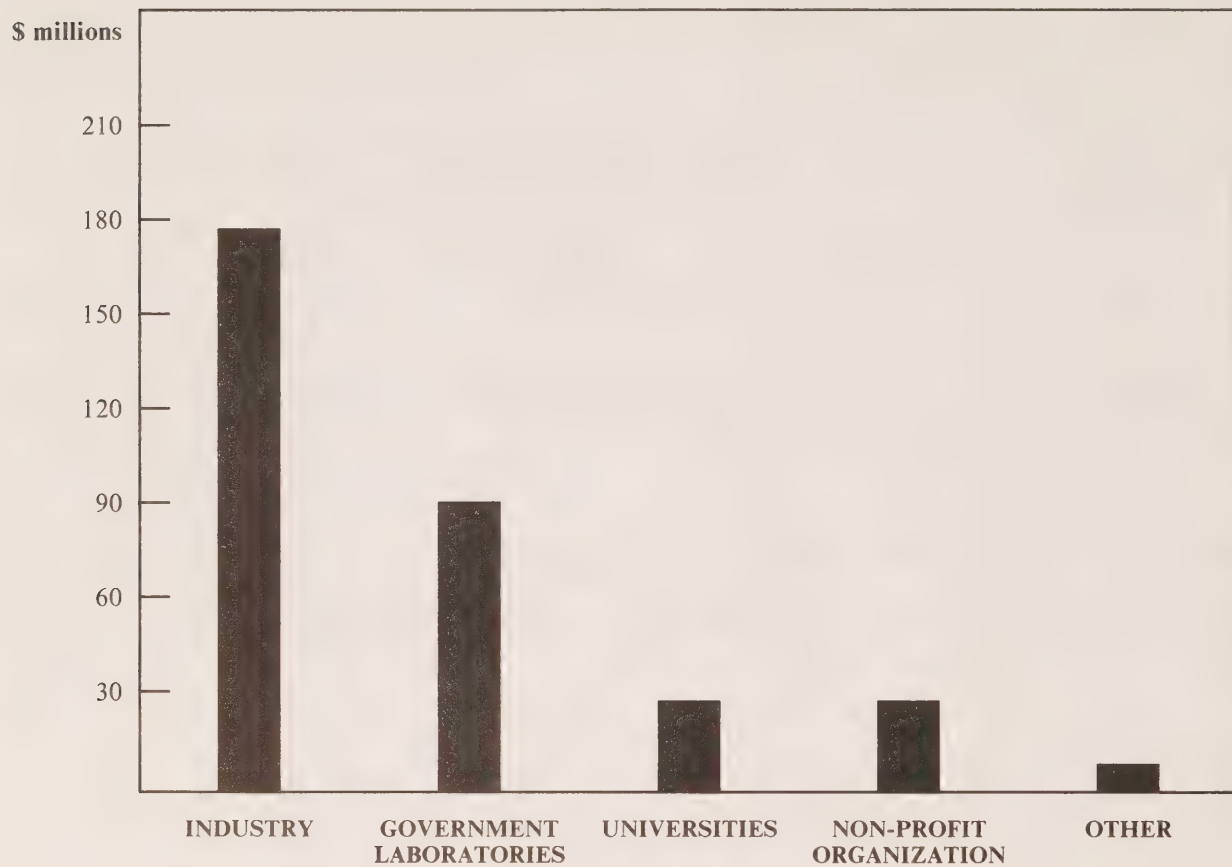


TABLEAU B-2

Projets des États-Unis de liquéfaction des charbons au stade démonstration ou commercialisation

Procédé	Produits	Marché	Activité
Charbon raffiné au solvant (solide)	GNS, GBP, naphte, combustible distillé, combustible solide	Combustible de chaudière	Construction de la première usine de démonstration (6000 t/d) devrait être terminée en 1984-85
Charbon raffiné au solvant (liquide)	Combustible distillé naphte, GNS, GBP	Combustible de chaudière, matière première de raffinerie	Construction de la première usine de démonstration (6700 t/d) devrait être terminée en 1984-85
Solvant donneur Exxon	Huiles de distillation, naphte, GNS	Combustible de chaudière, matière première de raffinerie	Construction de l'usine pilote (250 t/d) sera terminée en 1980
H-Coal	—id—	—id—	Exploitation de l'usine pilote (600 t/d) commencera en 1980
Fisher-Tropsch	essence, carburant diesel, huiles résiduelles, GNS, GBP	Carburant pour les transports	Études d'évaluation du procédé en cours. Si favorable conception d'une usine (2500 t/d) commencera en 1981 et construction en 1983
Méthanol	Méthanol, essence	Carburant pour les transports	Étude de développement en cours (capacité jusqu'à 10 000 barils/jour)

**DISTRIBUTION OF 1977 U.S. FEDERAL COAL R & D FUNDS  
BY RESEARCH INSTITUTIONS**



RÉPARTITION DES FONDS DE R & D POUR LE CHARBON FOURNIS PAR  
LE FÉDÉRAL EN 1977 PAR SECTEUR DE RECHERCHE

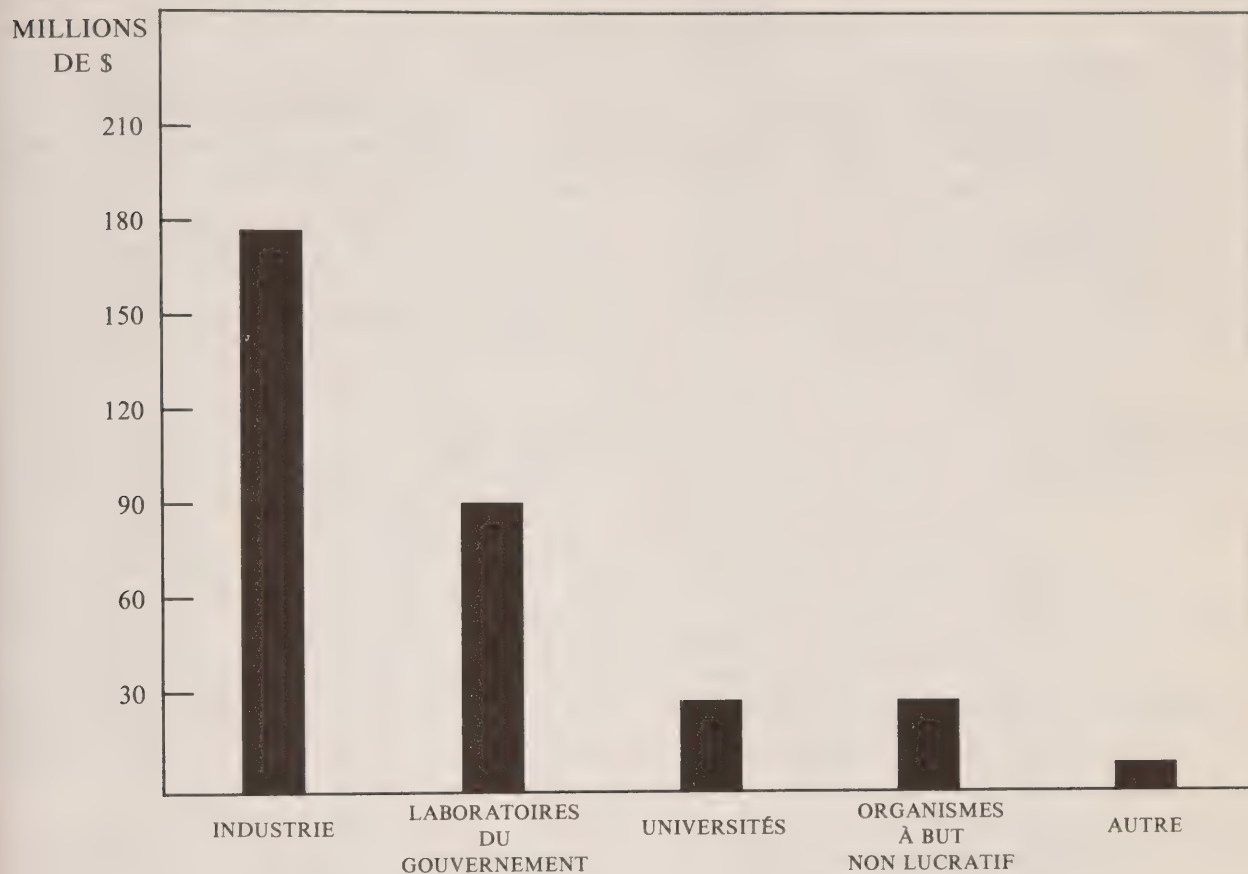


FIGURE B-1



## APPENDIX "AEEA-25"

CANMET  
REPORT 79-39Canada Centre for Mineral and Energy Technology  
Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergieFLUIDIZED-BED COMBUSTION—  
AN EMERGING TECHNOLOGYF. D. FRIEDRICH  
ENERGY RESEARCH PROGRAM  
ENERGY RESEARCH LABORATORIESEnergy, Mines and  
Resources Canada

OCTOBER 1979

## APPENDICE «AEEA-25»

RAPPORT 79-39  
DU CANMETCanada Centre for Mineral and Energy Technology  
Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergieCOMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ—  
UNE TECHNOLOGIE EN PLEIN ESSORF. D. FRIEDRICH  
PROGRAMME DE RECHERCHE SUR L'ÉNERGIE  
LABORATOIRES DE RECHERCHES SUR L'ÉNERGIEÉnergie, Mines et  
Ressources Canada

OCTOBRE 1979

FLUIDIZED—BED COMBUSTION—AN EMERGING  
TECHNOLOGYby  
F. D. Friedrich\*

## ABSTRACT

New combustion technology is required to meet the twofold challenge of utilizing increasingly low-grade fuels and simultaneously reducing emissions harmful to the environment. In this respect, the paper identifies fluidized-bed combustion as one of the most promising new technologies, which furthermore has reached commercial demonstration in small sizes.

The fluidized combustion process is described together with its advantages, disadvantages and potential applications. The current state of the art is summarized. Also, the objectives and status of the federal fluidized-combustion demonstration program is reviewed.

\*Research scientist, Canadian Combustion Research Laboratory, Energy Research Laboratories, CANMET, Energy, Mines and Resources Canada, Ottawa.

COMBUSTION SUR LIT FLUIDISÉ—TECHNOLOGIE  
EN PLEIN ESSORpar  
F. D. Friedrich\*

## RÉSUMÉ

Une nouvelle technologie est requise pour affronter le double défi qui consiste à employer des combustibles à plus faible teneur tout en réduisant les émanations nocives pour l'environnement. A cette fin, ce rapport décrit la combustion sur lit fluidisé comme l'une des nouvelles technologies les plus prometteuses qui, de plus, a fait son apparition sur les marchés à dimension réduite.

Ce procédé est décrit ainsi que ses avantages, ses inconvénients et les applications possibles. On résume l'état actuel de cette technologie. De plus, les objectifs et la structure du programme de démonstration fédéral de la combustion sur le lit fluidisé sont énoncés.

\*Chercheur scientifique, Laboratoire canadien de recherche sur la combustion, Laboratoires de recherches énergétiques, CANMET, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa.

## CONTENTS

ABSTRACT
RESUME
INTRODUCTION
THE FLUIDIZED-BED PRINCIPLE
COMBUSTION IN A FLUIDIZED BED
ADVANTAGES AND DISADVANTAGES
TYPES OF FLUIDIZED-BED COMBUSTORS
STATE OF THE ART
Adiabatic AFBC
Cooled AFBC
Great Britain
U.S.A.
PFBC
FBC TECHNOLOGY IN CANADA
Heating plant boiler
Industrial fluidized-bed boiler
Small utility boiler
FBC burning coal washery rejects
Combined cycle PFBC
Back-up R & D program
CONCLUSIONS

## FIGURES

1. An elementary fluidized bed
2. Schematic of a fluidized-bed boiler
3. An adiabatic fluidized-bed combustor for waste materials
4. Sectional view of the 45-t/h fluidized-bed steam boiler installed at Georgetown University
5. Schematic of PFBC combined cycle utilizing an air heater

## INTRODUCTION

Diminishing supplies and rising costs of high-quality petroleum fuels dictate greater use of inferior fuels such as low-grade coal, wood waste and municipal garbage. At the same time, increasing evidence of environmental deterioration demonstrates the need for stringent control of pollution from fuel utilization. One result is that combustion technologies which have served well for decades are inadequate when required to burn low-grade fuel with minimal emissions of  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  and particulates. New technologies must be found and existing technologies improved if increasing energy needs

## TABLE DES MATIÈRES

ABSTRACT
RÉSUMÉ
INTRODUCTION
PRINCIPE DE LA COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ
COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ
AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS
TYPES D'APPAREILS DE COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ
STADE ACTUEL DE DÉVELOPPEMENT
Système adiabatique AFBC
Système AFBC à refroidissement
Grande-Bretagne
États-Unis
PFBC
TECHNOLOGIE DU SYSTÈME PFBC AU CANADA
Chaudières à chauffage
Chaudières industrielles à lit fluidisé
Petites chaudières de centrale thermique
Système FBC, consommant les déchets des lavoirs de charbon
Système PFBC en cycle mixte
Expansion du programme de recherche et développement
CONCLUSIONS

## FIGURES

1. Modèle élémentaire de lit fluidisé
2. Schéma de chaudière à lit fluidisé
3. Appareil adiabatique de combustion des déchets en lit fluidisé
4. Coupe de la chaudière à vapeur à lit fluidisé, d'une capacité de 45 t/h, installée à l'université de Georgetown
5. Schéma du cycle mixte PFBC, avec réchauffeur d'air

## INTRODUCTION

La diminution de l'approvisionnement et la montée des coûts des combustibles de haute qualité à base de pétrole, exigent que l'on fasse davantage appel à des combustibles inférieurs, tels que les charbons de faible teneur, les déchets ligneux et les ordures ménagères. En même temps, les signes de plus en plus nombreux de détérioration de l'environnement démontrent le besoin de lutter sévèrement contre la pollution résultant de l'utilisation de ces combustibles. Il en résulte que les méthodes de combustion qui ont bien rempli leur fonction pendant des décennies ne conviennent plus, lorsqu'il s'agit de brûler des

are to be met from poorer resources without environmental deterioration.

Of the new technologies now under development, one of the most promising in the medium and long term is fluidized-bed combustion. It offers greater efficiency of energy utilization than gasification, liquefaction, or conventional combustion with flue gas scrubbing, and furthermore, is on the brink of commercial application at least in the small and medium size ranges. It readily makes possible a reduction in  $\text{SO}_2$  emissions of up to 90% and is inherently a low producer of  $\text{NO}_x$  as well. Thus, it can make a significant contribution to solving the problem of acid rain.

The present report summarizes the state of the art of fluidized-bed combustion, identifies some of the major demonstration programs under way, and describes the present EMR program for implementing this technology in Canada as quickly as possible.

#### THE FLUIDIZED-BED PRINCIPLE

The fluidized bed is simple in concept, as shown in Fig. 1. If a vertical cylinder of any cross section is closed off at the bottom with a perforated plate, the cylinder partly filled with a granular solid material, and sufficient air or gas blown up through the perforated plate, then the bed of granular material is vigorously tumbled by the rising bubbles and is said to be fluidized. In addition to having the appearance of a boiling liquid, a fluidized bed exhibits several properties associated with liquids. It seeks its own level, it flows through pipes, and it generates a static pressure proportional to its depth.

combustibles de basse qualité en émettant des quantités aussi faibles que possible de  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , et de particules. On doit trouver de nouvelles techniques et améliorer les méthodes existantes, si l'on veut satisfaire aux besoins de plus en plus grands en énergie, avec des ressources de moindre qualité, sans détérioration de l'environnement.

Parmi les nouvelles techniques actuellement mises au point, l'une des plus prometteuses à moyen terme et à long terme est la combustion en lit fluidisé. Elle offre un meilleur rendement énergétique que la gazéification, la liquéfaction, ou la combustion courante avec élimination par lavage des gaz brûlés; d'autre part, cette technique est sur le point de faire l'objet d'applications commerciales, au moins à une échelle moyenne ou petite. Elle permet déjà de réduire jusqu'à 90% les émissions de  $\text{SO}_2$ , et de par sa nature, produit d'autre part peu de  $\text{NO}_x$ . Ainsi, ce procédé pourrait fortement contribuer à résoudre le problème des pluies acides.

Dans ce rapport, on présente un résumé de l'avancement actuel des travaux sur le procédé de combustion en lit fluidisé, on cite quelques-uns des principaux programmes de démonstration actuellement entrepris, et l'on décrit le programme actuel d'Énergie, Mines et Ressources, qui permettra d'imposer ce procédé au Canada aussi rapidement que possible.

#### PRINCIPE DU LIT FLUIDISÉ

Le principe du lit fluidisé est simple, comme l'indique la figure 1. Prenons un cylindre vertical de section quelconque, que l'on referme à son extrémité inférieure avec une plaque perforée; on remplit partiellement le cylindre avec un matériau granulaire solide, on injecte suffisamment d'air ou de gaz à travers la plaque perforée; le lit de matériau granulaire est vigoureusement agité par la montée des bulles, et l'on dit qu'il est fluidisé. Non seulement le lit fluidisé présente l'apparence d'un liquide en ébullition, mais encore, il manifeste plusieurs propriétés associées aux liquides. Il cherche à atteindre son propre niveau, s'écoule à travers les conduites, et crée une pression statique proportionnelle à son épaisseur.



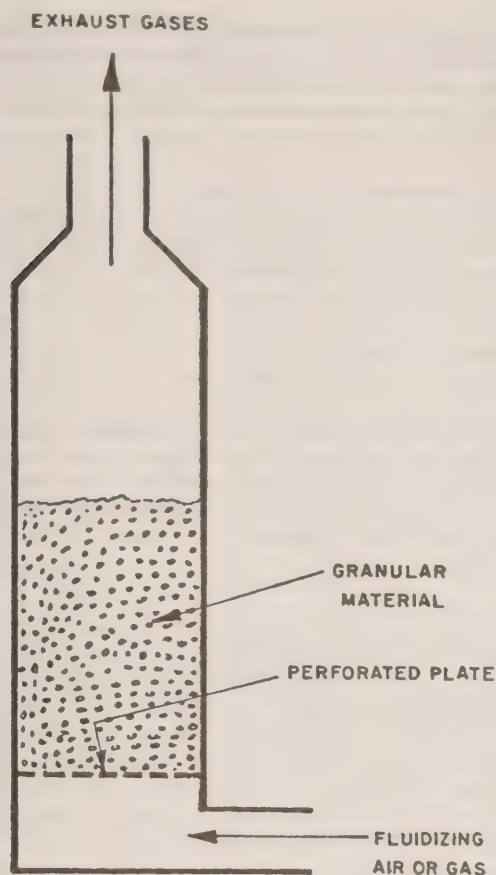


Fig. 1 - An elementary fluidized bed

Additional properties of a fluidized bed are very good mixing of solids, good mixing of gases and solids, and if a thermal gradient exists, very good heat transfer. For these reasons, simple fluidized beds have been used for decades in industry where intimate mixing of gases and solids is required. Examples are catalytic crackers in refineries and some types of ore roasters.

The principles of fluidization are fairly well defined, particularly for the isothermal case. There are several good text books on the subject, several conferences and seminars are devoted to it each year, and work is progressing on more exotic forms such as three-phase fluidized beds involving solids, liquids and gases. However, knowledge of combustion in a fluidized bed is largely empirical. Like its more conventional counterparts, fluidized-bed combustion is as much an art as a science.

#### COMBUSTION IN A FLUIDIZED BED

In its simplest form, a fluidized-bed combustor (FBC) consists of a refractory cylinder and the perforated plate commonly called the grid or distributor plate designed to with-

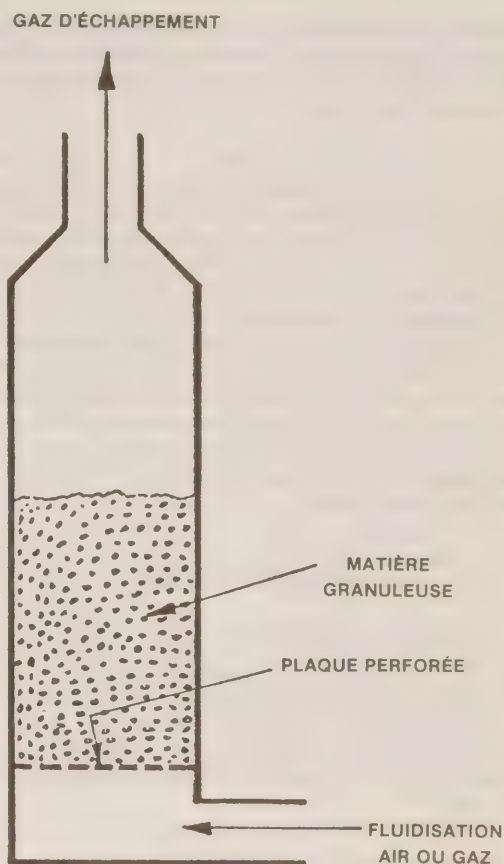


Fig. 1 — Un lit fluidisé élémentaire

Les autres propriétés des lits fluidisés sont un excellent brassage des solides, un bon brassage des gaz et des solides, et lorsqu'il existe un gradient thermique, un excellent transfert thermique. C'est pourquoi on a utilisé dans l'industrie de simples lits fluidisés, lorsqu'il était nécessaire de bien brasser les gaz et solides. Citons le cas de l'emploi de produits de cracking catalytiques, et de certains types de fours de grillage de minerais.

Les principes de la fluidisation sont assez bien définis, en particulier dans le cas de la fluidisation isothermale. Il existe plusieurs bons ouvrages sur le sujet, plusieurs conférences et séminaires y sont consacrés chaque année, et les travaux progressent sur des systèmes plus originaux, comme les lits fluidisés à trois phases: solide, liquide et gazeuse. Cependant, nos connaissances concernant la combustion en lit fluidisé sont largement empiriques. Comme ses équivalents plus courants, la combustion en lit fluidisé est un art autant qu'une science.

#### COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ

Sous sa forme la plus simple, un appareil de combustion en lit fluidisé (FBC) consiste en un cylindre réfractaire et une plaque perforée, généralement appelée grille ou plaque de

tand high temperatures. Air is usually used as the fluidizing medium because it can also serve as the oxidant. The granular bed material must have adequate refractory properties, silica frequently being used.

If such a bed is fluidized and heated to the ignition temperature of the fuel by some means such as preheating the fluidizing air, then all the conditions required for combustion are met: air and fuel are present, the temperature is high enough for ignition, and mixing is very good. Thus, any fuel introduced will burn, even though it may be very dilute relative to the bed material. However, the heat sink provided by the large mass of inert bed material serves to moderate the temperature at which combustion proceeds which is one of the most significant advantages of fluidized-bed combustion. By appropriately extracting heat from the bed, combustion can be carried out at temperatures in the range of 750 to 1000°C, much lower than in conventional flames.

#### ADVANTAGES AND DISADVANTAGES

The ability of a fluidized-bed combustor to operate at relatively low temperatures is advantageous from an operational as well as an environmental viewpoint. First, all the problems associated with slagging and sintering of ash are avoided. Second, the emissions of nitrogen oxides and heavy metals are low compared with conventional combustion systems because the formation of these pollutants is temperature-dependent.

Although a fluidized-bed combustor is capable of burning solid, liquid or gaseous fuels, its advantages are most apparent with "difficult" solid fuels that are relatively unreactive or have a high proportion of ash and moisture. The circulating action of the bed provides such fuels with all the residence time necessary to dry and burn, provided the fuel particles are heavy enough not to be elutriated from the bed.

In the eyes of most combustion engineers the chief advantage of FBC is its ability to minimize  $\text{SO}_2$  emissions from high-sulphur fuels. This is accomplished by feeding limestone or dolomite into the bed with the fuel. At bed temperatures of approximately 850°C, the  $\text{CaCO}_3$  readily calcines to form  $\text{CaO}$  which then reacts with the  $\text{SO}_2$  to produce  $\text{CaSO}_4$  which is a solid and therefore remains in the bed or is trapped in the dust collectors. With a moderately reactive limestone, a Ca:S ratio of 3:1 typically eliminates 90% of the theoretically possible  $\text{SO}_2$  emissions. For a coal containing 5% S, close to half a tonne of limestone would have to be fed with each tonne of coal, but economic analyses have indicated that this is still cheaper than building and operating flue gas scrubbers, particularly in small sizes.

distribution, conçue de façon à résister à des températures élevées. On utilise généralement l'air comme milieu de fluidisation, puisqu'il peut aussi servir d'oxydant. Le matériau granulaire du lit doit avoir des propriétés réfractaires suffisantes, et l'on utilise fréquemment de la silice.

Lorsqu'un lit de ce type est fluidisé et chauffé à la température de combustion de carburant, par exemple par préchauffage de l'air fluidisé, toutes les conditions nécessaires pour que se produise la combustion sont satisfaites: l'air et le combustible sont présents, la température est assez élevée pour l'inflammation, et le mélange est excellent. Ainsi, tout combustible introduit se consumera, même s'il est très dilué par rapport au matériau du lit. Cependant, l'absorption de chaleur par la vaste quantité de matériau inerte du lit sert à modérer la température à laquelle s'effectue la combustion, ce qui constitue l'un des principaux avantages de la combustion en lit fluidisé. Si l'on soustrait convenablement de la chaleur au lit, la combustion peut s'effectuer à des températures allant de 750 à 1000°C, donc beaucoup plus basses qu'habituellement.

#### AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS

La capacité d'un système de combustion en lit fluidisé à fonctionner à des températures relativement basses est avantageuse, aussi bien d'un point de vue opérationnel que d'un point de vue écologique. Premièrement, on élimine tous les problèmes découlant de la formation de scories et du frittage des cendres. Deuxièmement, on réduit nettement les émissions d'oxydes d'azote et de métaux lourds par rapport aux systèmes de combustion conventionnels, puisque la formation de ces polluants est liée à la température.

Bien que dans un système de combustion en lit fluidisé, les carburants solides, liquides ou gazeux puissent être consommés, l'avantage principal de ce système est de pouvoir consommer les combustibles solides «difficiles», relativement peu réactifs ou contenant une proportion élevée de cendres et d'humidité. Le brassage qui s'effectue dans le lit, donne à des combustibles de ce type tout le temps de séjour qu'ils nécessitent pour sécher et brûler, à condition que les particules combustibles soient assez lourdes pour ne pas être retirées du lit fluidisé par élutriation.

Aux yeux de la plupart des ingénieurs spécialistes de la combustion, le principal avantage du lit fluidisé est sa capacité de réduire les émissions de  $\text{SO}_2$  pendant la combustion des produits riches en soufre. On y parvient en introduisant de la calcite ou de la dolomite dans le lit, en même temps que le combustible. Aux températures d'environ 850°C, la calcite  $\text{CaCO}_3$ , se calcine spontanément et donne du  $\text{CaO}$ , qui réagit avec  $\text{SO}_2$  pour donner du  $\text{CaSO}_4$ , lequel est solide, et par conséquent reste dans le lit fluidisé, à moins qu'il ne soit capturé par les chambres à poussières. Si l'on utilise de la calcite moyennement réactive, une proportion CA:S de 3:1 permet généralement d'éliminer 90% des émissions de  $\text{SO}_2$  théoriquement possibles. Avec un charbon contenant 5% de S, il faudrait presque fournir une demi-tonne de calcite avec chaque tonne de charbon, mais des analyses de rentabilité ont indiqué que ceci revient encore moins cher que de construire et d'utiliser des laveurs de gaz brûlés, en particulier lorsque ceux-ci sont de petite dimension.



There are still further advantages to FBC. Little fuel preparation is required; crushed coal, or coal sized at 25 mm x 0 can be burnt, avoiding the expense of pulverizing, and making it economic to build small fluidized-bed boilers as well as large ones. Heat transfer rates to water-cooled tubes immersed in the bed are very high, making FBC boilers competitive in capital cost with other equipment. Finally, fluidized beds are amenable to pressurized combustion, making possible compact equipment, substantial cost savings on large-scale equipment, and a variety of more efficient fuel-to-electricity cycles.

The chief disadvantage of FBC is the high power requirement for providing combustion air at pressures of 12 to 25 kPa (50 to 100 in. wg). For a boiler producing 18 t/h of steam, an FBC system would require approximately 225 kW at the forced draft fan, compared with perhaps 75 kW for a stoker-fired system.

Other disadvantages are 1) substantial elutriation of particles from the bed, which can lead to high carbon loss and requires high-performance dust collectors, and 2) inability to operate at low loads as well as at full load, unless special provisions are incorporated into the design, at additional expense.

## TYPES OF FLUIDIZED-BED COMBUSTORS

Fluidized-bed combustors are classified into two main types, atmospheric and pressurized, according to the pressure maintained in the freeboard space above the bed. These are commonly referred to in the literature as AFBC and PFBC. AFBC's are in turn subclassified as adiabatic or cooled, depending on whether or not heat is extracted from the bed.

The adiabatic AFBC is the simplest form of FBC. The combustor and freeboard are lined with refractory and the heat must be carried away by the products of combustion. It is therefore suitable for fuels having a low heating value or a high moisture content such as wood waste, bagasse, and sewage sludge. The heat in the exhaust gases may be used directly in certain drying applications, or heat exchangers may be employed to generate hot air, hot water or steam.

A cooled AFBC is required where the heat in the fuel exceeds that which can be carried away by the products of combustion at the desired bed temperature. Heat is then absorbed from the bed by water-cooled, air-cooled or steam-cooled tubes enclosing or passing through the bed. A coal-fired

La combustion en lit fluidisé (FBC) présente encore d'autres avantages. Il n'est guère nécessaire de préparer le combustible; on peut consommer du charbon broyé, ou du charbon de 25 mm x 0, et ainsi économiser les frais de pulvérisation du combustible; il devient tout à fait aussi rentable de construire des chaudières à lit fluidisé de petite taille et de grande taille. Les échanges thermiques avec des tubes refroidis à l'eau et immergés dans le lit sont très rapides, ce qui rend les chaudières de ce type concurrentielles, du point de vue frais de premier établissement, avec d'autres systèmes. Finalement, la combustion en lit fluidisé peut s'effectuer sous pression, ce qui permet d'utiliser un matériel compact, d'économiser des sommes substantielles par rapport aux systèmes de grande taille, et d'employer une variété de cycles pour convertir le combustible en électricité avec un meilleur rendement.

Le principal inconvénient de la combustion en lit fluidisé est la nécessité de fournir de grandes quantités d'énergie électrique, pour permettre la combustion de l'air à des pressions de 12 à 25 kPa (ou 50 à 100 po d'eau). Avec une chaudière produisant 18 t/h de vapeur, un système de combustion en lit fluidisé exigerait approximativement 225 kW au niveau du ventilateur d'air forcé, au lieu d'environ 75 kW dans un système à foyer automatique.

Les autres inconvénients sont 1) une élutration substantielle des particules à partir du lit, laquelle peut faire perdre de grandes quantités de carbone, et exige l'installation de chambres à poussières très efficaces et 2) l'impossibilité de fonctionner à faible charge ou à pleine charge, à moins d'apporter des modifications spéciales au système, ce qui ajoute aux dépenses.

## TYPES D'APPAREILS DE COMBUSTION EN LIT FLUIDISÉ

Les appareils de combustion en lit fluidisé sont classés en deux principaux types: un système de combustion fonctionnant à la pression atmosphérique, et un système à air comprimé, suivant la pression imposée à la revanche, (freeboard) au-dessus du lit. Dans la documentation scientifique, on les désigne généralement par les sigles AFBC et PFBC (atmospheric FBC et pressurised FBC) respectivement. Les systèmes AFBC sont à leur tour subdivisés en système adiabatique ou en système à refroidissement, suivant qu'il y a soustraction de chaleur ou non.

Le système AFBC adiabatique est la forme la plus simple de combustion en lit fluidisé. La chambre de combustion et la revanche sont pourvues d'un garnissage réfractaire, et la chaleur doit être entraînée par les produits de combustion. Par conséquent, ce système est mieux adapté aux combustibles caractérisés par un pouvoir calorifique faible ou une humidité élevée, par exemple les déchets ligneux, les bagasses et les boues d'épuration. On peut directement utiliser la chaleur des gaz brûlés pour certaines opérations de séchage, ou employer des échangeurs thermiques, pour produire de l'eau ou de l'air chauds ou de la vapeur.

Il est nécessaire d'utiliser un système AFBC à refroidissement, lorsque le pouvoir calorifique du combustible dépasse la chaleur qui peut être soustraite par les produits de combustion, à la température que doit avoir le lit fluidisé. La chaleur est alors soustraite au lit par des tubes refroidis à l'eau, à l'air ou à



steam boiler would be a typical application of a cooled AFBC. Figure 2 shows a schematic arrangement.

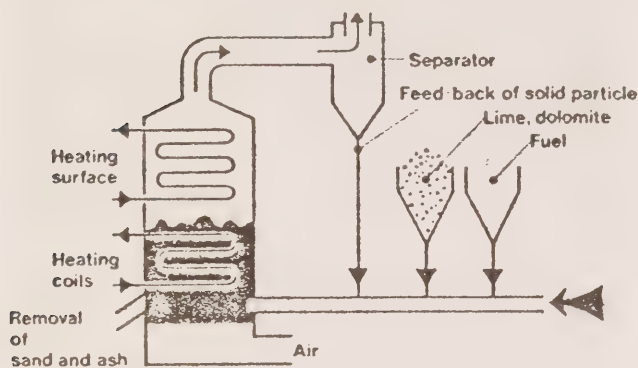


Fig. 2 - Schematic of a fluidized-bed boiler

PFBC systems operating at about 1000 kPa offer several advantages, at least in theory. High pressure permits high rates of combustion and heat transfer. This is why PFBC's usually require cooling, but it also makes possible compact, economical systems having a high energy output. PFBC systems produce less  $\text{NO}_x$  and require lower Ca:S ratios than AFBC systems; in addition they are inherently more amenable to the addition of sorbent regeneration systems which drastically cut the limestone required for sulphur neutralization. Still more important, PFBC offers the potential for high-efficiency combined-cycle power generation using gas turbines together with steam turbines.

Disadvantages of PFBC stem from the fact that the combustor becomes a pressure vessel, and feeding air, fuel and sorbent into it requires complex, expensive equipment. Cleaning the pressurized combustion gases well enough to avoid erosion of a gas turbine also presents a formidable challenge.

## STATE OF THE ART

### ADIABATIC AFBC

Because of their simplicity, adiabatic AFBC systems were the first to achieve commercial development. They have been marketed by several suppliers over the past ten or fifteen years, primarily as incinerators for high-moisture waste materials including bark, sawdust, sewage sludge, cereal husks and certain industrial wastes. There are about one hundred such systems presently installed in North America, with beds ran-

la vapeur, et entourant ou traversant le lit. Une chaudière à vapeur alimentée au charbon représenterait une application typique d'un système AFBC à refroidissement. La figure 2 en donne une représentation schématique.

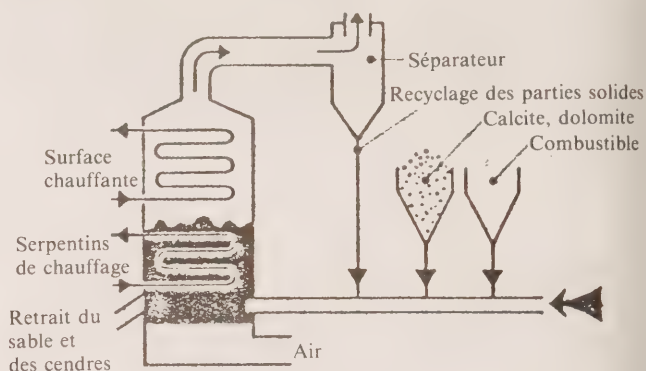


Figure 2—Schéma d'une chaudière à lit fluidisé

Les systèmes PFBC fonctionnant à environ 1000 kPa offrent plusieurs avantages, au moins en théorie. Des pressions élevées permettent d'atteindre des vitesses de combustion et de transfert thermiques élevées. C'est pourquoi le système PFBC nécessite généralement un refroidissement, mais il rend possible la mise au point de systèmes compacts et économiques caractérisés par un rendement énergétique élevé. Les systèmes PFBC produisent moins de  $\text{NO}_x$  et exigent un rapport Ca:S plus faible que les systèmes AFBC; de plus, ils peuvent beaucoup plus facilement être associés à des dispositifs régénérateurs employant des sorbants, ce qui permet de réduire fortement les quantités de calcite utilisées pour neutraliser les composés du soufre. Et mieux encore, le système PFBC offre la possibilité d'un cycle mixte très efficace de production d'électricité, à condition d'utiliser des turbines à gaz en même temps que des turbines à vapeur.

Les inconvénients du système PFBC dérivent du fait que la chambre à combustion finit par se comporter comme un récipient sous pression, et que pour l'alimenter en air, en combustible et en produits sorbants, en matériel coûteux et complexe est nécessaire. En particulier, l'élimination des gaz de combustion sous pression à un degré suffisant pour éviter l'érosion d'une turbine à gaz, représente un problème particulièrement difficile à résoudre.

## STADE ACTUEL DE DÉVELOPPEMENT

### SYSTÈME ADIABATIQUE AFBC

En raison de leur simplicité, les systèmes adiabatiques AFBC ont été les premiers mis sur le marché. Ils sont vendus par plusieurs fournisseurs depuis 10 ou 15 ans, surtout comme incinérateurs de déchets très humides, en particulier l'écorce, la sciure de bois, les boues d'épuration, les enveloppes de céréales et certains déchets industriels. Actuellement, environ une centaine de systèmes de ce type sont installés en Amérique

ging up to 10 m in diameter. Some generate steam via waste heat boilers. Figure 3 shows one configuration.

There have been experimental attempts to burn municipal garbage in adiabatic FB combustors. Raw garbage presents special problems in feeding and in maintaining the desired bed material size consist. These difficulties can be avoided by shredding the garbage, but once shredded it can then be burned in more conventional equipment. One logical application of the fluidized bed is combined firing of shredded garbage and sewage sludge.

du Nord, et les lits fluidisés peuvent avoir 10 mètres de diamètre. Certains, équipés de chaudières à chaleur perdue, produisent de la vapeur. La figure 3 présente un dispositif de ce type.

À titre expérimental, on a brûlé des déchets urbains dans des systèmes adiabatiques de combustion en lit fluidisé. Les déchets non traités posent des problèmes particuliers, du point de vue de l'alimentation du système et du maintien des dimensions désirées des matériaux du lit fluidisé. On peut éviter ces problèmes en broyant les déchets; de toute façon, une fois fragmentés, ils peuvent être brûlés dans des appareils de type plus conventionnel. Une application logique du lit fluidisé est l'incinération combinée des déchets fragmentés et des boues d'épuration.

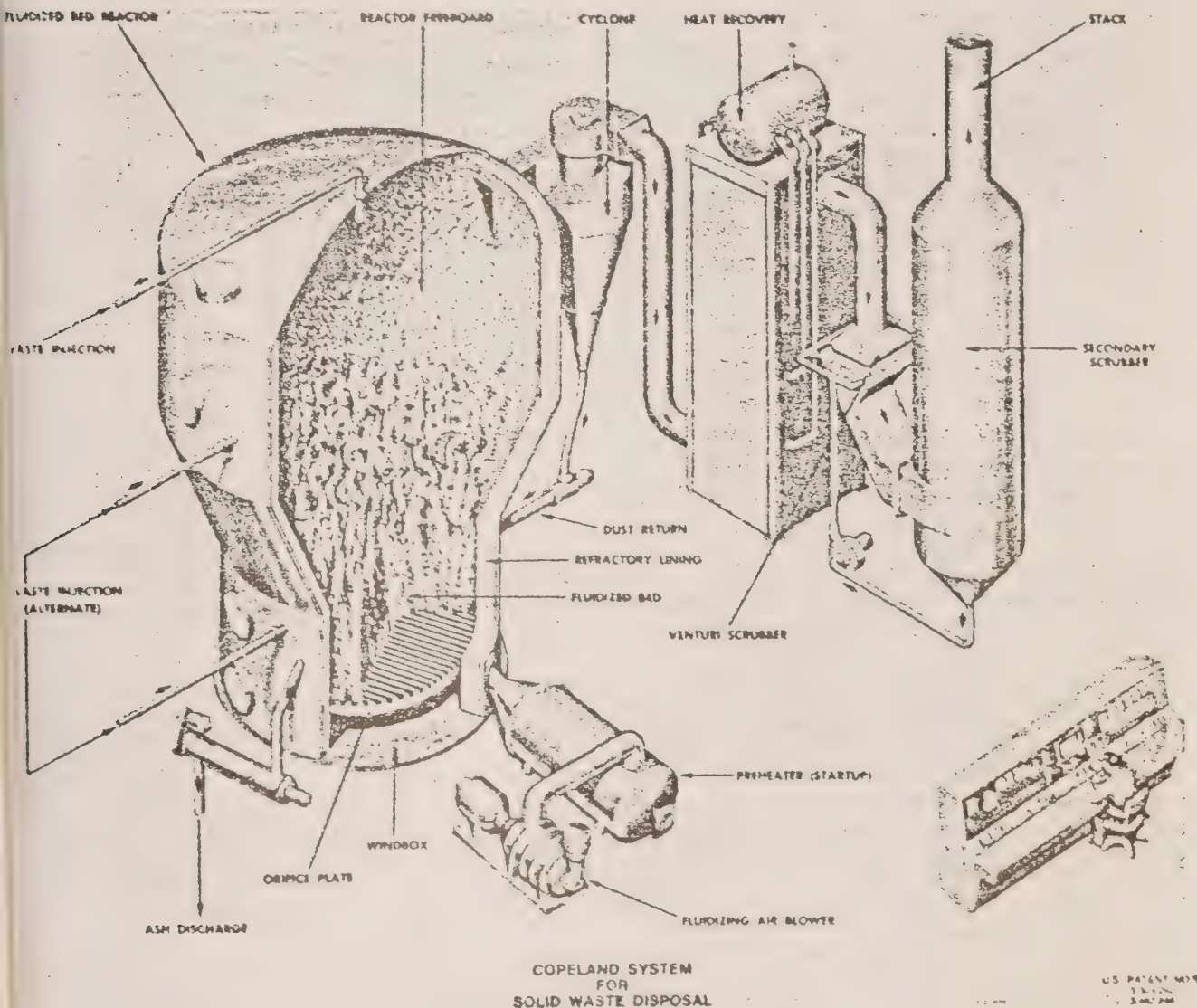


Fig. 3 - An adiabatic fluidized-bed combustor for waste materials

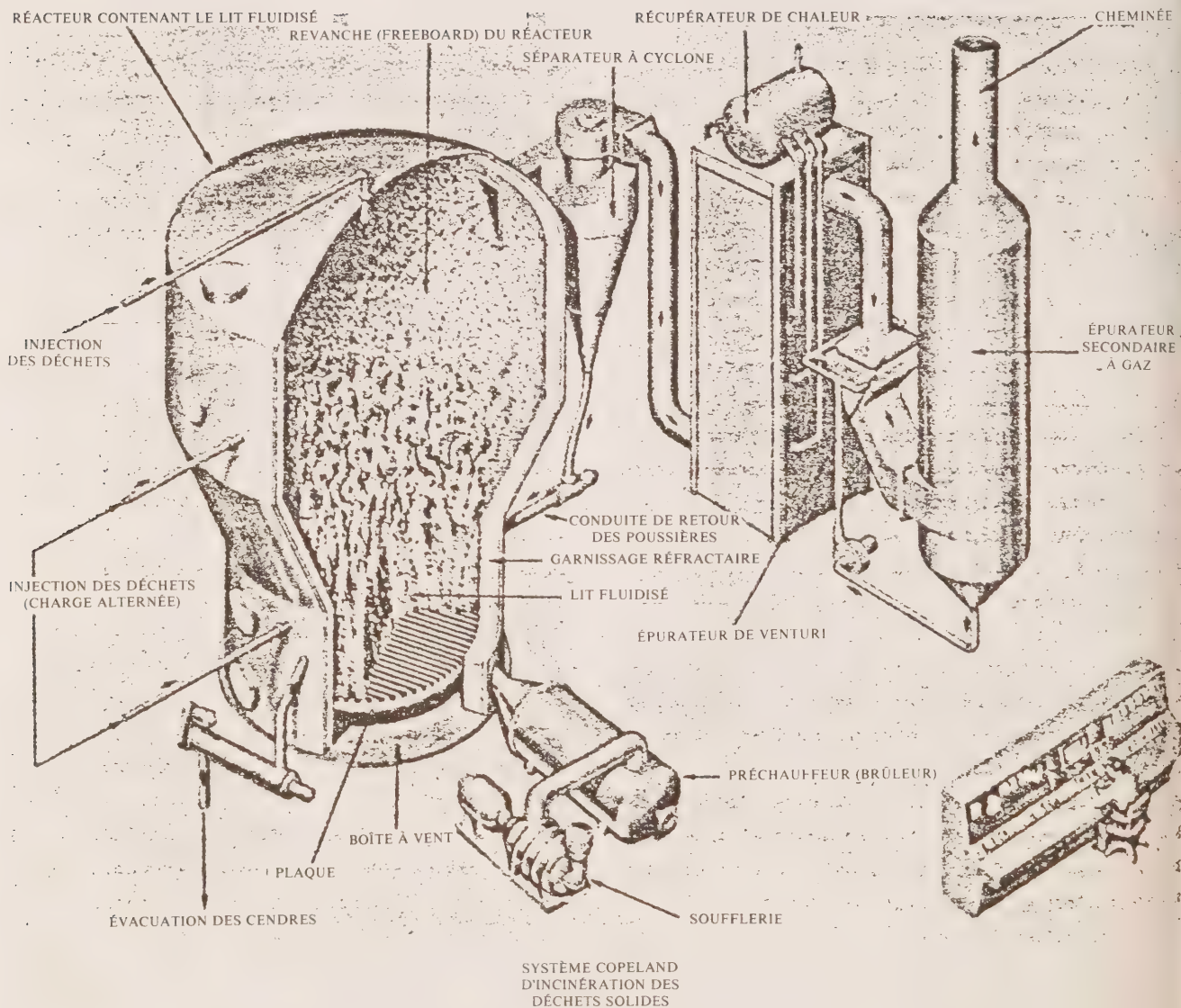


Figure 3—Appareil adiabatique de combustion des déchets en lit fluidisé



In Great Britain, small adiabatic AFBC systems burning coal and producing hot gases for drying cattle feed have been developed to commercial success over the past five years.

### COOLED AFBC

Cooled AFBC units are still in the demonstration stage. Although some manufacturers are offering coal-fired AFBC boilers, with or without sulphur neutralization on a guaranteed performance basis, industrial customers have been reluctant to invest in a relatively unproven technology. Consequently some form of government sponsorship supports most of the prototype installations presently in use or under construction.

Most of the development work is taking place in Great Britain and the U.S.A. In the U.K. emphasis is on preserving coal's share of the industrial market, hence small simple systems burning low-sulphur coal are being demonstrated by the National Coal Board at several industrial sites. A design of coal-burning FBC which can be retrofitted into existing oil-fired shell boilers is also being developed. In the U.S.A., FBC technology is seen mainly as a route to pollution-free utilization of high-sulphur coal, and the large demonstration program funded by the U.S. Department of Energy (DOE) concentrates on industrial and utility boilers.

Details of some major cooled FBC demonstrations in the U.K. and U.S.A. follow:

### GREAT BRITAIN

- 18-t/h watertube boiler retrofit; B & W Works, Renfrew; pneumatic, underbed feed; operated several years as a test bed;
- 4-t/h vertical firetube boiler; Antler Luggage, Bury; overbed screw feed, double-screened low-sulphur coal; in operation about two years, NCB demonstration;
- 2- to 9-t/h horizontal firetube boilers; several retrofitted with FB combustors; overbed feed, double-screened low-sulphur coal; some in operation about two years, NCB demonstration;
- 13.5-t/h locomotive-type firetube boiler; Rist Wire and Cable, Newcastle under Lyme; overbed chute feed, double-screened low-sulphur coal; in operation about two years, NCB demonstration.

En Grande-Bretagne, ces cinq dernières années, on a mis au point de petits systèmes adiabatiques AFBC, qui consomment du charbon et produisent des gaz chauds pour le séchage du fourrage, et qui sont actuellement vendus.

### SYSTÈME AFBC À REFROIDISSEMENT

Les unités AFBC à refroidissement en sont encore au stade de prototypes. Bien que certains fabricants offrent des chaudières AFBC au charbon, capables ou non de neutraliser les produits dérivés du soufre, et à bon rendement garanti, les clients de l'industrie ont hésité à investir des capitaux dans une technique qui n'a pas encore vraiment fait ses preuves. C'est pourquoi le gouvernement subventionne d'une manière ou d'une autre la plupart des installations prototypes actuellement utilisées ou construites.

La plupart des travaux de développement se déroulent en Grande-Bretagne et aux États-Unis. Au Royaume-Uni, on s'efforce surtout de garder au charbon sa place sur le marché industriel; par conséquent, le National Coal Board fait la démonstration de systèmes simples de petite taille et consommant du charbon pauvre en sulfures, sur plusieurs sites industriels. On y met aussi au point un modèle d'appareil de combustion en lit fluidisé utilisant du charbon, qui puisse s'adapter aux chaudières cylindriques à naphte existantes. Aux États-Unis, la technologie des appareils de combustion sur lit fluidisé (FBC) est principalement considérée comme une méthode non polluante d'utilisation des charbons riches en sulfures, et le vaste programme de démonstration financé par le U.S. Department of Energy (DOE) vise principalement les chaudières utilisées par l'industrie et par les compagnies d'électricité.

On présente plus loin des détails concernant des démonstrations faites au Royaume-Uni et aux États-Unis sur quelques importants systèmes à refroidissement de type FBC:

### GRANDE-BRETAGNE

- Chaudière aquatubulaire de 18 t/h, modifiée; B & W Works, Renfrew; avancement pneumatique, au-dessous du lit fluidisé; a fonctionné plusieurs années à titre expérimental;
- Chaudière ignitubulaire verticale, de 4 t/h; Antler Luggage Bury; système d'alimentation à vis au-dessus du lit fluidisé, double tamisage du charbon peu sulfureux; fonctionne depuis deux ans, démonstration effectuée par le National Coal Board (NCB);
- Chaudières ignitubulaires horizontales, de 2 à 9 t/h; plusieurs ont été modifiées et équipées de chambres à combustion de type FB (à lit fluidisé); alimentation au-dessus du lit fluidisé, double tamisage du charbon peu sulfureux; certaines fonctionnent depuis deux ans, la démonstration en est effectuée par le NCB.
- Chaudières ignitubulaires de type chaudières de locomotive, de 13,5 t/h; Rist Wire and Cable, Newcastle under Lyme; alimentation par chute au-dessus du lit fluidisé, double tamisage du charbon peu sulfureux; fonctionnent depuis deux ans; la démonstration en est effectuée par le NCB.

## U.S.A.

- 136-t/h package watertube boiler; Rivesville, W. Virginia; pneumatic underbed feed, partial retrofit to overbed feed, spreader stoker; high-S coal, limestone neutralization; in operation about two years as a test facility;

- 45-t/h watertube boiler; Georgetown University, Washington; overbed feed, spreader stokers, double-screened coal; 3.5% coal, limestone neutralization; commissioning underway (Fig. 4);

23-t/h watertube boiler; Great Lakes Naval Training Center; underbed feed of crushed coal and sorbent; high-S coal, limestone neutralization; scheduled completion end of 1979;

- 27-t/h watertube boiler retrofit; Central Ohio Psychiatric Hospital; underbed feed of crushed coal and sorbent; 3.8% S coal, limestone neutralization; scheduled completion Feb 1980;

- 8.2-MW(th) air heater and water heater; Owatonna Tool Co., Owatonna, Minn; underbed feed of crushed coal and sorbent; 4.8% S coal, dolomite neutralization; scheduled completion 1979.

A key feature of FBC technology is the method of coal feed. The first systems to be built utilized pneumatic injection directly into the bed. This method requires that the coal be nearly done dry and crushed to -6 mm. Systems which feed the coal over the bed, utilizing chutes, screw feeders or spreader stokers can be much simpler and less expensive. They can also feed wet, stoker-size coal. However, fines may be entrained before they reach the bed, increasing carbon carry-over and reducing the effectiveness of sulphur neutralization by limestone. Demonstration plants presently under construction should clarify the relative merits of each system within two or three years.

Officials from the U.S.A. Department of Energy estimate that engineering demonstration of conventional AFBC in industrial applications will be achieved by 1983 and that they will be fully accepted technology by 1990.

Utility boilers utilizing AFBC technology are not likely to be available until the smaller industrial boilers have been adequately demonstrated. A great deal of engineering work has been carried out, particularly in the U.S.A. and several major suppliers have prepared conceptual designs of boilers up to 570 MW<sub>e</sub>. Several pilot-scale projects are under way to test and demonstrate critical components such as feeders and boiler materials.

## ÉTATS-UNIS

- Chaudière aquatubulaire à tubes en faisceau, de 136 t/h; Rivesville, West Virginia; alimentation pneumatique au-dessous du lit fluidisé, la chaudière est partiellement convertie pour l'alimentation au-dessus du lit, chargeur automatique à diffuseur de flamme; consomme du charbon très sulfureux, neutralisé au moyen de calcite; fonctionne depuis environ deux ans à titre expérimental;

- Chaudière aquatubulaire de 45 t/h; Georgetown University, Washington; alimentation au-dessus du lit fluidisé, chargeurs automatiques à diffuseur de flamme, double tamisage du charbon, charbon à 3,5% S, avec neutralisation au moyen de calcite; est actuellement mis en service (fig. 4);

- Chaudière aquatubulaire de 23 t/h; Great Lakes Naval Training Center (Centre d'entraînement naval des Grands Lacs); amenée de charbon broyé et de sorbants au-dessous du lit fluidisé, consomme du charbon fortement sulfureux, avec neutralisation au moyen de calcite; doit être terminée à la fin de 1979;

- Chaudière aquatubulaire modifiée, de 27 t/h; Central Ohio Psychiatric Hospital; amenée de charbon broyé et de sorbants au-dessous du lit fluidisé; consomme du charbon à 3,8% S, avec neutralisation au moyen de calcite; doit être terminée en février 1980;

- Dispositif de chauffage d'air et de chauffage d'eau de 8,2 MW (th); Owatonna Tool Co., Owatonna, Minn; amenée de charbon broyé et de sorbants au-dessous du lit fluidisé; consomme du charbon à 4,8% S, avec neutralisation au moyen de dolomite; doit être terminé en 1979.

Un élément essentiel de la technologie des appareils de combustion en lit fluidisé (FBC) est la méthode d'amenée du charbon. Dans les premiers systèmes construits, on employait l'injection pneumatique directe dans le lit fluidisé. Cette méthode exige que le charbon soit presque totalement séché, et broyé jusqu'à dimension de 6 mm. Les systèmes dans lesquels le charbon est acheminé au-dessus du lit fluidisé au moyen de chutes, de transporteurs à vis ou de chargeurs automatiques à diffuseur de flammes peuvent être beaucoup plus simples et moins coûteux. Ils peuvent aussi consommer du charbon humide, adapté aux dimensions du chargeur automatique. Cependant, les fines peuvent être entraînées avant d'atteindre le lit, ce qui accroît les pertes de carbone et réduit l'efficacité du processus de neutralisation du soufre par la calcite. Les installations prototypes que l'on construit actuellement doivent démontrer les mérites relatifs de chacun des systèmes avant deux ou trois ans.

Les agents du ministère de l'Énergie des États-Unis (USA Department of Energy) estiment qu'en 1983, seront terminées les démonstrations des qualités techniques des systèmes AFBC conventionnels et de leurs applications industrielles, et que ceux-ci seront pleinement acceptés dès 1990.

Les chaudières utilisées par les compagnies d'électricité, et faisant appel à la technologie du système AFBC, ne seront probablement mises en service qu'après que les chaudières industrielles de plus petite taille auront suffisamment fait leurs preuves. On a effectué une grande quantité de recherches techniques, en particulier aux États-Unis, et plusieurs des grands fournisseurs n'ont pas hésité à concevoir des chaudières d'une capacité de 570 MW<sub>e</sub>. Il existe actuellement plusieurs

The Tennessee Valley Authority (TVA) is perhaps the utility most active in promoting AFBC technology for power generation. With DOE support, TVA sponsored conceptual boiler designs and economic analyses which concluded that AFBC boilers with sulphur retention should have a capital cost advantage of about 15% over conventional boilers with flue gas scrubbers. Savings in operating and maintenance costs are also expected from AFBC. TVA is presently planning to build a 20-MW<sub>e</sub> pilot plant which will be used to test various feed systems, develop techniques for improved load following, study a variety of NO<sub>x</sub> control techniques, and investigate additional parameters. The pilot plant is expected to be operational by 1982. Further plans by TVA call for a 200-MW<sub>e</sub> demonstration plant by 1985 and an 800- to 1000-MW<sub>e</sub> commercial plant before the end of the century.

projets pilotes, visant à éprouver et à démontrer les qualités d'éléments critiques, tels les matériaux dont sont construits les chargeurs et les chaudières.

La Tennessee Valley Authority (TVA) est peut-être la compagnie d'électricité qui cherche le plus activement à promouvoir la technologie du système AFBC pour la production d'électricité. Avec le soutien du ministère de l'Environnement (MDE), la TVA a parrainé les études de conception de chaudières, ainsi que les analyses économiques, d'après lesquelles les chaudières de type AFBC avec rétention de soufre devraient présenter un avantage de 15%, du point de vue des frais de premier établissement, par rapport aux chaudières conventionnelles, équipées d'épurateurs des gaz brûlés. On espère ainsi que l'utilisation d'appareils AFBC permettra de réduire les frais d'utilisation et d'entretien. La TVA se propose actuellement de construire une usine pilote de 20 MW<sub>e</sub>, qui servira à tester divers systèmes d'alimentation, à mettre au point des techniques permettant de mieux suivre la charge, à étudier toutes sortes de techniques permettant de réduire les quantités de NO<sub>x</sub>, et à explorer d'autres paramètres. On espère que l'usine pilote fonctionnera dès 1982. D'autres projets élaborés par la TVA prévoient l'installation d'une usine de démonstration de 200 MW<sub>e</sub> en 1985, et d'une installation commerciale de 800 à 1000 MW<sub>e</sub>, avant la fin du siècle.



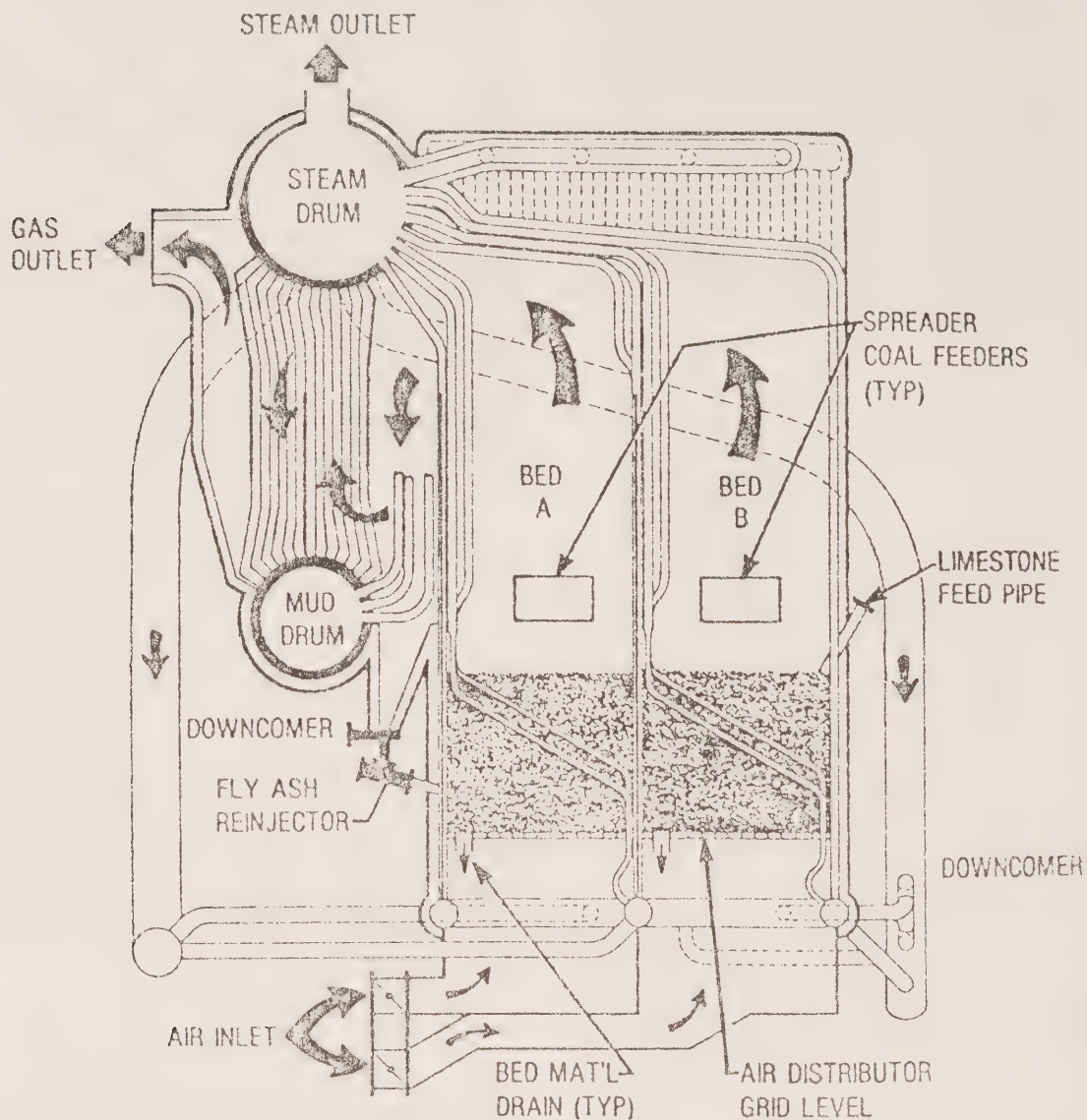


Fig. 4 - Sectional view of the 45-t/h fluidized-bed steam boiler installed at Georgetown University, (Courtesy Foster Wheeler Ltd.)

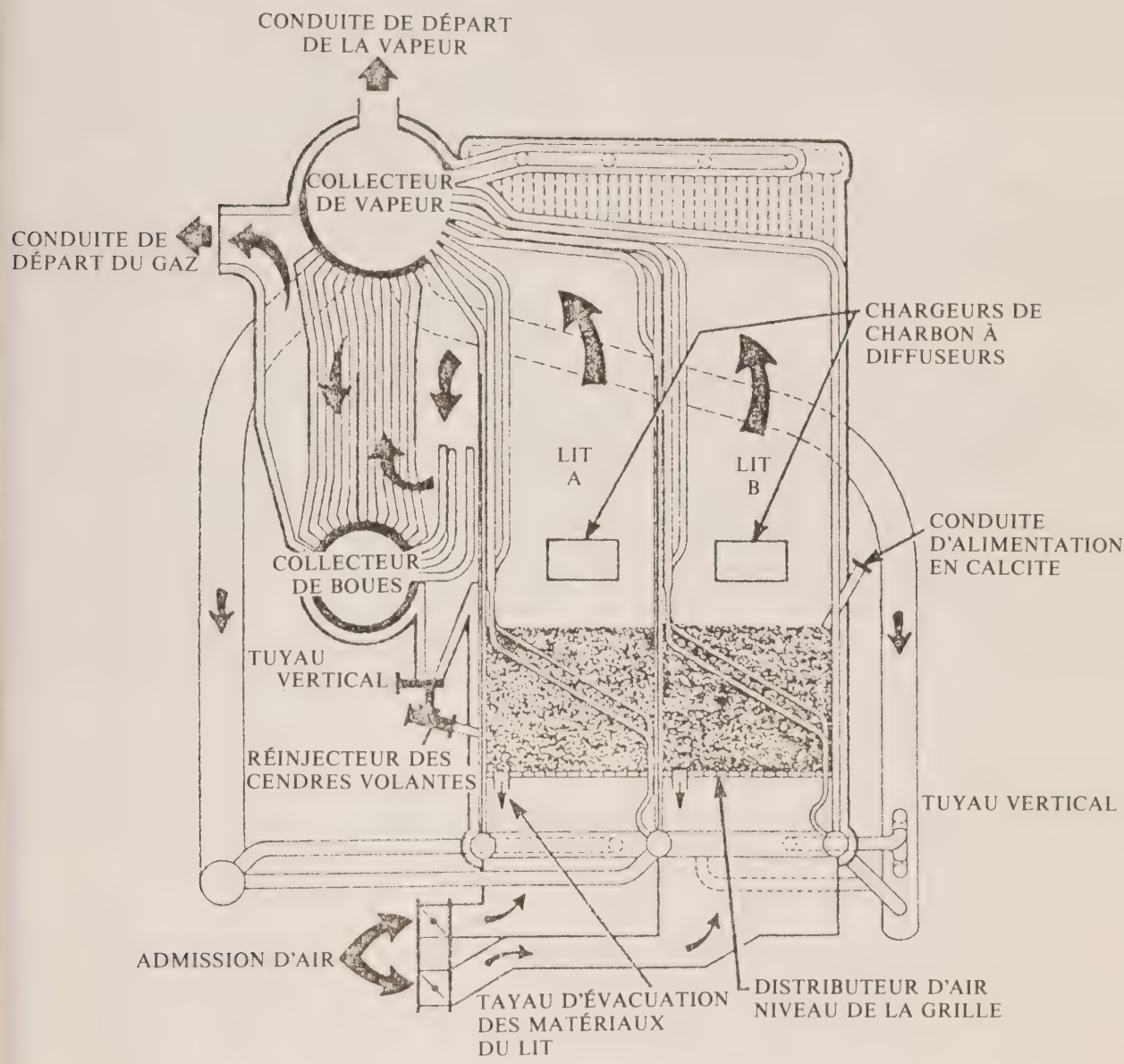


Fig. 4—Coupe de la chaudière à vapeur à lit fluidisé, d'une capacité de 45 tonnes par heure, et installée à l'université de Georgetown (document aimablement transmis par la Foster Wheeler Ltd.)

## PFBC

The interest in PFBC stems from its potential 10% savings in fuel cost through combined cycles giving a coal-to-electricity efficiency of perhaps 39%, compared with 35% for conventional systems. It is expected that the capital cost of PFBC combined cycles will be justifiable only in utility-scale units of several hundred megawatt capacity, and these are unlikely to be commercially available until the 1990's.

In the meantime, research, development and demonstration is proceeding in several countries, notably the U.S.A., West Germany, and Great Britain on problems related to feed systems, hot gas clean-up, and erosion and fouling of turbine blades. Adequate hot gas clean-up is crucial to the success of combined cycles.

One approach, shown in Fig. 5, uses compressed air as the cooling medium for the combustor. The hot compressed air is then mixed with the pressurized products of combustion, which have passed through multiple stages of cyclones or a high-temperature precipitator. The mixture of gases and air expands through a gas turbine and then generates steam in a waste heat boiler. This cycle produces about 60 per cent of its power from the gas turbine, the remainder from the steam turbine. A demonstration plant utilizing an air-cooled combustor is presently planned by an industrial consortium in West Germany. The combustion gases will be cleaned in a hot precipitator and will then drive a 4-MW gas turbine. Commissioning is scheduled for early 1980.

## SYSTÈME PFBC

L'intérêt manifesté pour le système PFBC réside dans le fait, que ce système pourrait permettre de réduire de 10% les coûts en combustible, grâce à l'emploi de cycles mixtes, caractérisés par un taux de conversion charbon-électricité de peut-être 39%, au lieu de 35% avec les systèmes conventionnels. On pense que les frais de premier établissement des cycles mixtes du système PFBC ne se justifient qu'avec des installations à l'échelle des centrales génératrices d'électricité d'une capacité de plusieurs centaines de megawatts; il est peu probable qu'ils soient mis sur le marché avant les années 1990.

Entre-temps, les travaux de recherche, de développement et de démonstration sont en cours dans plusieurs pays, en particulier aux États-Unis, en Allemagne de l'Ouest et en Grande-Bretagne, et les problèmes abordés concernent les systèmes d'alimentation, le lavage des gaz brûlés, ainsi que l'érosion et l'encrassement des aubes de turbines. Il est essentiel d'évacuer correctement les gaz brûlés, pour assurer un bon rendement des cycles mixtes.

Dans la méthode indiquée à la figure 5, on utilise de l'air comprimé comme réfrigérant de la chambre à combustion. L'air comprimé et chaud se mélange alors aux produits de combustion sous pression, qui ont traversé plusieurs groupes de cyclones ou un précipitateur de température élevée. Le mélange de gaz et d'air se détend à travers une turbine à gaz, puis produit de la vapeur dans une chaudière à chaleur perdue. Ce cycle tire à peu près 60 p. 100 de son énergie de la turbine à gaz, le reste provient de la turbine à vapeur. Une installation pilote utilisant un appareil de combustion refroidi par l'air est actuellement préparée par un consortium en Allemagne de l'Ouest. Les gaz de combustion seront nettoyés dans un précipitateur chaud, puis entraîneront une turbine à gaz de 4 MW. On prévoit que cette installation sera mise en service au début de 1980.



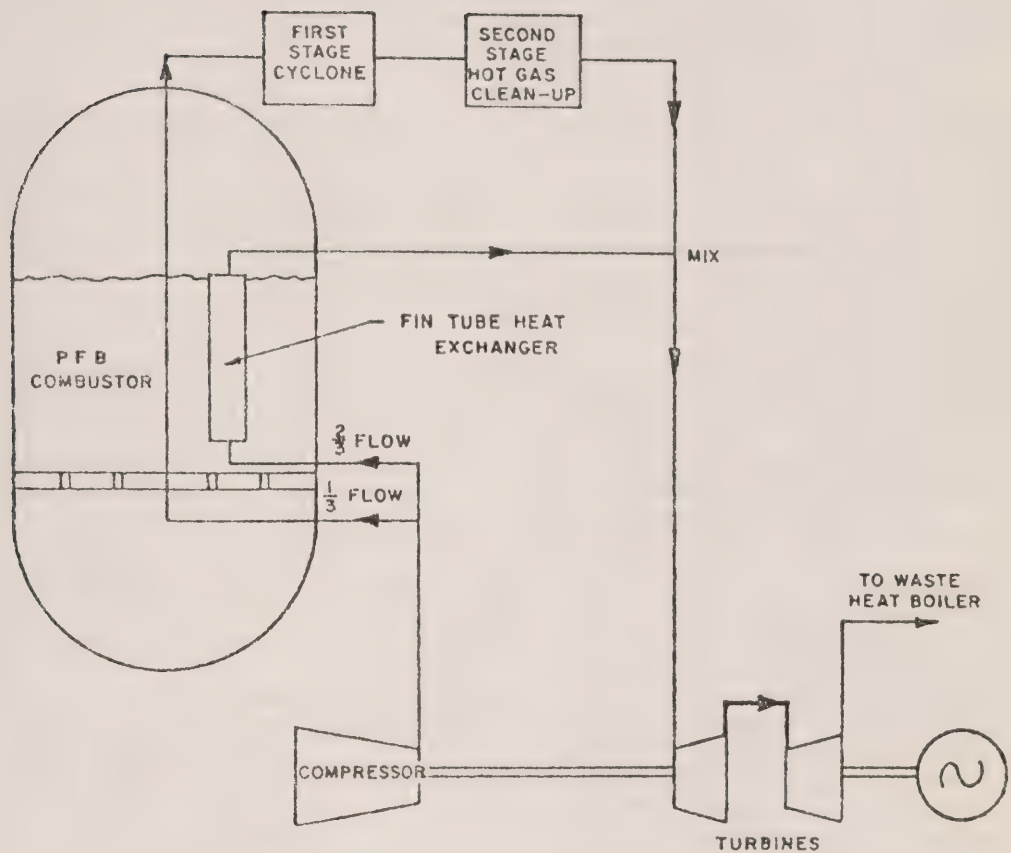


Fig. 5 - Schematic of PFBC combined cycle utilizing an air heater (ASME Paper No. 78-GT-135 S. Moskowitz and G. Weth "Design of a pressurized fluid bed coal fired combined cycle electric power generation plant")

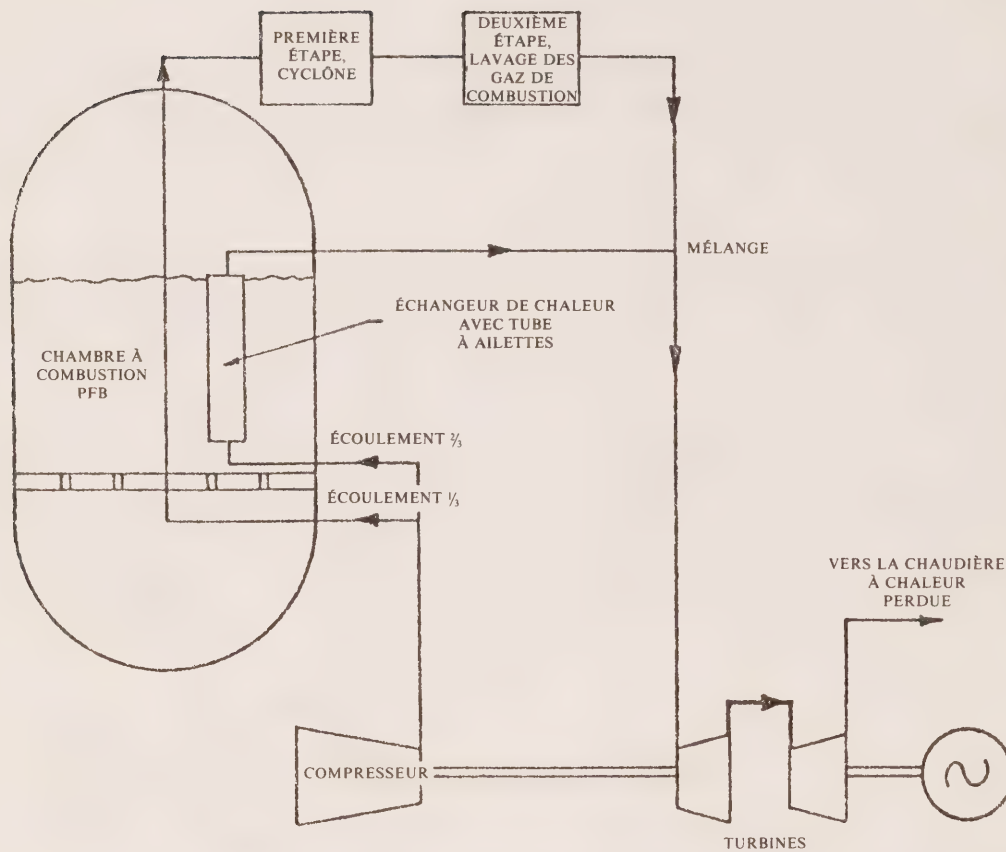


Fig. 5—Schéma du cycle mixte PFBC, avec utilisation d'un réchauffeur d'air (article n° 78-GP-135 de l'ASME, par S. Moskowitz et G. Weth, "Design of a pressurized fluid bed coal fired combined cycle electric power generation plant" (conception d'une installation génératrice d'électricité, basée sur un cycle mixte, avec combustible à base de charbon, et lit fluidisé sous pression).

An alternative cycle uses the PFB combustor to generate steam, and only the pressurized products of combustion are available to drive the gas turbine. This approach requires highly efficient hot gas clean-up, and produces about 40 per cent of the net power output from the gas turbine.

A large-scale demonstration is planned by American Electric Power, which proposes to build a steam-cooled PFBC-gas turbine combination which will generate 67 MW from the gas turbine and 110 MW from the steam turbine. The plant is to be installed at a mothballed power station in Ohio; completion is scheduled for 1983.

### FBC TECHNOLOGY IN CANADA

Commercial application of FBC received an early start in this country; one of the first companies to market adiabatic FBC incinerators was formed by George Copeland, a Canadian. Energy, Mines and Resources Canada, currently supports a demonstration program intended to:

- a. demonstrate FBC technology at an increasing scale in commercial applications specifically suited to exploit its advantages, and,
- b. reduce the technology risk to a level at which private sector funding can be rationalized.

Specific objectives of the EMR demonstration program are:

- provide the industrial market with an alternative to oil and natural gas,
- provide a means to burn high sulphur coal with control of SO<sub>2</sub> emissions,
- provide a technology for utilizing low grade fuels which have some combination of high moisture, high ash, and low reactivity,
- provide more efficient coal-to-electricity cycles.

The main elements of the program are:

- new design of heating plant boiler (Summerside, P.E.I.),
- retrofit or new design of industrial boiler,
- new design of small utility boiler,
- FB combustor burning coal washery rejects,
- combined cycle PFBC (B.C. Hydro),
- back-up R & D program.

Il existe un autre cycle, au cours duquel la chambre à combustion de type PFB produit de la vapeur et où seuls les produits de combustion sous pression entraînent la turbine à gaz. Il est alors nécessaire que le lavage des gaz brûlés soit très efficace, et la turbine à gaz produit environ 40 p. 100 de la quantité nette d'énergie.

Une démonstration à grande échelle a été prévue par la American Electric Power, qui se propose de construire un système mixte: chaudière PFBC refroidie à la vapeur—turbine à gaz, où la turbine à gaz produira 67 MW, et la turbine à vapeur 110 MW. L'installation sera placée dans une centrale inutilisée située en Ohio; on prévoit qu'elle sera terminée en 1983.

### TECHNOLOGIE DU SYSTÈME DE COMBUSTION SUR LIT FLUIDISÉ (FBC) AU CANADA

Les applications industrielles du système de combustion en lit fluidisé (FBC) ont rapidement débuté dans ce pays; l'une des premières compagnies à mettre sur le marché des incinérateurs adiabatiques de type FBC a été établie par un Canadien, George Copeland. Énergie, Mines et Ressources Canada parait actuellement un programme de démonstration, visant:

- a. à présenter la technologie du système FBC, à une échelle progressivement plus grande, lors d'applications industrielles conçues pour en exploiter les possibilités, et
- b. à réduire les risques technologiques à un niveau permettant de rentabiliser les investissements du secteur privé.

Le programme de démonstration d'Énergie, Mines et Ressources poursuit les objectifs suivants:

- offrir aux marchés industriels d'autres solutions que l'emploi du pétrole et du gaz naturel,
- présenter un moyen de brûler des charbons fortement sulfureux, tout en limitant les émissions de SO<sub>2</sub>,
- offrir une technologie permettant d'utiliser des combustibles de faible qualité, caractérisés par une humidité élevée, une forte teneur en cendres et une faible réactivité,
- rendre possible des cycles de conversion plus efficaces du charbon en électricité.

Les principaux éléments du programme sont:

- une nouvelle conception des chaudières à chauffage (Summerside, PEI)
- une modification ou une nouvelle conception des chaudières industrielles,
- une nouvelle conception des petites chaudières destinées à la production d'électricité,
- un appareil de combustion en lit fluidisé, capable de consommer les déchets des lavoirs à charbon
- des systèmes PFBC à cycle combiné (Hydro B.C.)
- l'expansion des programmes de recherche et développement



The current status of the main elements follows.

## HEATING PLANT BOILER

The Summerside project was launched in 1977 when EMR and the Department of National Defence (DND) agreed to cosponsor the demonstration of an AFBC boiler in the heating plant at Canadian Forces Base (CFB) Summerside. Proposals were invited to prepare a conceptual design of an 18-t/h heating boiler. The design fuel was specified as a 5 per cent S coal from Cape Breton, with wood chips as supplementary fuel supplying up to 30 per cent of the heat input at any load. To minimize capital cost, overbed coal feeding was specified. Federal guidelines on the emission of  $\text{SO}_2$  and particulates were also to be met, i.e., 2.96 kg/10<sup>6</sup> kcal and 0.36 kg/kcal respectively.

From the proposals received, two were selected—one based on British, the other on American technology. The successful contractors were Foster Wheeler Ltd., which offered the technology of their American parent, and Integ, a Vancouver-based consulting firm which had established a working relationship with Coal Processing Consultants (CPC) of Great Britain, which in turn is jointly owned by Babcock and Wilcox, U.K., and the U.K. National Coal Board.

The contractors completed the conceptual boiler designs in late 1978. The British design features four independent bed sections, each fed by a water-cooled screw conveyor with forced circulation heat exchange surface in each section. The U.S.A. design is similar to the boiler at Georgetown University, Washington, D.C. It has two bed sections, one being the "preferential" bed, which is always in service and provides up to 40 per cent of the capacity. The other "secondary" bed is brought into service for higher loads and contains natural circulation heat exchange surface. Both beds are fed by means of spreader stokers.

The same contractors have now completed conceptual plant designs. Negotiations are well under way on two identical contracts for detail design and firm price proposal for a plant containing one FBC boiler with space for a second. In this phase, the Integ-CPC team will be replaced by Dominion Bridge Co. Ltd. which has a licence to build the British design in Canada.

The rationale for carrying two parallel sets of contracts through to the point of detail design and firm price proposal is threefold:

1. a strong element of competition is maintained, which should influence both design and price;

L'avancement actuel des principaux éléments est le suivant:

## CHAUDIÈRES À CHAUFFAGE

Le projet Summerside a été lancé en 1977, lorsque le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources et le ministère de la Défense nationale ont convenu de parrainer conjointement le projet de démonstration d'une chaudière de type AFBC, dans l'installation de chauffage de la base des Forces canadiennes à Summerside. Des propositions ont été sollicitées, concernant la préparation d'un modèle d'une chaudière à chauffage d'une capacité de 18 tonnes par heure. Le combustible théorique a été décrit comme étant du charbon à 5 p. 100 S provenant du Cap Breton, auquel étaient ajoutés des copeaux de bois comme combustible d'appoint capable de fournir jusqu'à 30 p. 100 de l'apport de chaleur à chaque fournée. Pour réduire au maximum les frais de premier établissement, on a recommandé d'introduire le charbon au-dessus du lit fluidisé. Les directives fédérales concernant les émissions de  $\text{SO}_2$  et de particules devaient être aussi respectées, c'est-à-dire que les émissions ne devaient pas dépasser 2,96 kg/10<sup>6</sup> kcal et 0,36 kg/kcal respectivement.

On a sélectionné deux des propositions reçues—l'une basée sur la technologie britannique, l'autre sur la technologie américaine. Les entrepreneurs acceptés représentaient la compagnie Foster Wheeler Ltd., qui offrait la même technologie que l'entreprise-mère américaine et Integ, firme d'experts-conseils basée à Vancouver, qui avait établi des relations de travail avec la Coal Processing Consultants (CPC) of Great Britain, elle-même la propriété commune de Babcock et Wilcox, U.K. et du U.K. National Coal Board.

Les entrepreneurs ont achevé les modèles théoriques de chaudières en fin 1978. La conception britannique comporte quatre sections, indépendantes l'une de l'autre, à lit fluidisé, chacune alimentée par un transporteur à vis refroidi à l'eau; chaque section comporte une surface d'échange thermique qui fonctionne en circulation forcée. Le modèle américain est comparable à la chaudière de Georgetown University, à Washington D.C. Il comporte deux sections à lit fluidisé; l'une est prioritaire, c'est-à-dire toujours en service, et fournit jusqu'à 40 p. 100 de la capacité. L'autre est secondaire, et ne fonctionne qu'en présence de charges plus grandes, et comporte des surfaces d'échange thermique en circulation naturelle. Les deux sortes de lits sont alimentés par des chargeurs automatisés à diffuseurs.

Les mêmes entrepreneurs viennent d'achever des modèles théoriques. Les négociations sont bien avancées, et portent sur deux contrats identiques, concernant la conception détaillée ainsi qu'une entente sur le prix d'une usine avec chaudière de type FBC, et aussi l'espace pour une seconde. Pendant cette phase, l'équipe Integ-CPC sera remplacée par la Dominion Bridge Co. Ltd., qui a obtenu un permis pour construire le modèle britannique au Canada.

Les raisons pour lesquelles sont exécutées simultanément deux séries de contrats, visant la conception détaillée et la proposition d'un prix définitif, sont au nombre de trois:

1. un fort élément de concurrence subsiste, qui devrait influencer à la fois la conception et le prix.

2. two Canadian companies are supported to the point of being able to offer AFBC boilers; and

3. technology transfer into Canada of both American and British AFBC expertise is accomplished.

The tendering phase should be complete by the end of 1980, at which time it is intended to award a contract for construction, basing the selection on a combination of price and design criteria. Allowing 20 to 24 months for construction, Canada's first FBC boiler may be commissioned in mid-1982. It will then be subjected to a testing and demonstration program expected to last more than a year.

### INDUSTRIAL FLUIDIZED-BED BOILER

Substantial quantities of oil could be saved if industrial steam-generating capacity could be switched to alternative fuels. Conversion of existing oil-fired boilers to coal or wood waste is usually impossible with conventional technology, but may be feasible with fluidized-bed technology. It may also develop that it is equally cost-effective to replace existing equipment with new fluidized-bed boilers designed to burn several fuels. EMR plans to initiate a "Request for Proposal" in 1980 to carry out conceptual design and economic analysis of an industrial fluidized-bed boiler, producing about 120 t/h of steam, to burn low-grade coal and wood waste. Such a design would find many applications in the pulp and paper industry and might include provision for cogeneration of electricity.

### SMALL UTILITY BOILER

A need has been perceived to demonstrate the suitability of AFBC for power generation with higher-sulphur coal. A boiler of about 50-MW<sub>e</sub> output is viewed as a suitable size for such a demonstration—first because it is a reasonable step toward the 150- to 500-MW<sub>e</sub> boilers usually purchased by Canadian utilities, and second because it is representative of large industrial boilers where FBC technology is also expected to play a significant role. Alternatively, there are sound arguments for proceeding immediately with the demonstration of a 150-MW<sub>e</sub> boiler, although the technical risk is greater.

No firm plans for such a demonstration have been made as yet, but a review of suitable sites is presently being sponsored by the Nova Scotia Power Commission, with financial support from the federal government. Identification of a suitable site will hopefully be followed by a conceptual design study.

### FBC BURNING COAL WASHERY REJECTS

In Canada each year, millions of tons of mostly coking coal destined for export, are upgraded by washing. The washed coal

2. Deux compagnies canadiennes ont été suffisamment subventionnées, pour pouvoir fournir des chaudières AFBC; et

3. l'apport technologique de l'expertise américaine et britannique au Canada est effectif.

L'appel d'offres doit se terminer en fin 1980, époque à laquelle on se propose d'adjuger un contrat de construction; le choix sera fait en fonction de critères relatifs au prix et à la conception. En admettant que la construction prenne 20 à 24 mois, la première chaudière canadienne de type FBC pourrait entrer en service vers le milieu de 1982. Elle fera alors l'objet d'un programme d'essai et de démonstration, qui devrait durer plus d'une année.

### CHAUDIÈRES INDUSTRIELLES À LIT FLUIDISÉ

On pourrait économiser d'importantes quantités de pétrole, si l'on pouvait utiliser d'autres combustibles, pour couvrir la production industrielle de vapeur. Tandis que la technologie conventionnelle ne permet pas de convertir les chaudières existantes à naphte, de manière à ce qu'elles puissent utiliser du charbon ou des résidus ligneux, la technologie de la combustion en lit fluidisé pourrait bien le permettre. Il pourrait aussi s'avérer rentable de remplacer l'équipement existant par des chaudières à lit fluidisé, conçues pour fonctionner avec plusieurs types de combustibles. Énergie, Mines et Ressources se propose de lancer une «demande de proposition» en 1980, concernant la conception et l'analyse de rentabilité d'une chaudière industrielle à lit fluidisé, produisant environ 120 t/h de vapeur, et capable de consommer du charbon de basse qualité et des déchets ligneux. Ce modèle pourrait avoir de nombreuses applications dans l'industrie des pâtes et papiers, et pourrait être conçu pour la cogénération éventuelle d'électricité.

### PETITES CHAUDIÈRES DE CENTRALE THERMIQUE

On a jugé nécessaire de démontrer que le système AFBC se prêtait à la production d'électricité à partir de charbon très sulfureux. Une chaudière produisant environ 50 MW<sub>e</sub> est considérée comme de dimensions appropriées pour une telle démonstration—tout d'abord, parce qu'elle se rapproche suffisamment des chaudières de 150 à 500 MW<sub>e</sub> généralement acquises par les compagnies d'électricité canadiennes; ensuite, parce qu'elles sont de même type que les grandes chaudières industrielles, où la technologie de la combustion en lit fluidisé devrait aussi un jour jouer un rôle important. Par ailleurs, il paraît intéressant de procéder immédiatement à la démonstration d'une chaudière de 150 MW<sub>e</sub>, bien que les risques techniques soient plus grands.

Jusqu'à présent, aucune décision ferme n'a été prise concernant une telle démonstration, mais actuellement, la Nova Scotia Power Commission prend en charge une étude des sites convenables, avec le soutien financier du gouvernement fédéral. On espère que l'identification d'un site approprié sera suivie d'une étude de conception.

### SYSTÈME DE TYPE FBC, CONSOMMANT LES DÉCHETS DES LAVOIRS DE CHARBON

Chaque année au Canada, des millions de tonnes de charbon, principalement du charbon à coke destiné à l'exportation,



is then dried, commonly in equipment fired with natural gas, sometimes in equipment fired with cleaned pulverized coal. It is recognized that the washery rejects contain ample heat for the drying process, even though they may contain more than 50 per cent ash and up to 20 per cent moisture. It has also been demonstrated on a pilot scale that such rejects can be burned in an adiabatic AFBC. Utilization of the washery rejects as fuel for drying would not only save expensive premium fuels, it would substantially mitigate the disposal problem the rejects presently represent.

What is needed now is a full-scale demonstration of both the practicality and economics of coal drying using washery rejects as fuel. In response to an Unsolicited Proposal, Energy, Mines and Resources Canada is now negotiating a cost-shared contract with a western Canadian coal company. Under the terms of the contract the company will prepare a conceptual design and economic analyses for a full-scale combustor to burn washery rejects and provide heat for an existing dryer. The work is expected to be completed in 1980 and hopefully will lead to a full-scale demonstration.

#### COMBINED CYCLE PFBC

The interest in combined-cycle PFBC stems from its potential 10 per cent reduction in fuel requirement for thermal power generation. Ten to fifteen years of development work are expected before commercialization is achieved. In Canada the lead in development and demonstration has been taken by B.C. Hydro and Power Authority, which expects to depend progressively more on coal-based thermal power in the coming decades.

Since 1975, extensive studies have been cofunded by B.C. Hydro and EMR, in which comparisons were made of advanced cycles based on coal gasification, AFBC and PFBC. The studies concluded that a combined-cycle PFBC system is the most promising. B.C. Hydro is now considering building a demonstration plant in which a PFBC would drive a gas turbine generating 70 MW<sub>e</sub>. Present expectations are that the proposed demonstration plant might be commissioned some time between 1983 and 1985.

#### BACK-UP R & D PROGRAM

Although full-scale demonstration projects prove commercial viability, their success requires a great deal of detailed information which often can be obtained from pilot-scale equipment. Performance characteristics of specific fuels, neutralization characteristics of specific sorbents, metallurgical aspects of erosion and corrosion, effects of bed depth, fluidizing velocity and bed temperature on combustion, sulphur

sont affinés par lavage. Le charbon nettoyé est alors séché, généralement dans des appareils fonctionnant au gaz naturel, parfois dans des appareils fonctionnant au charbon pulvérisé et lavé. On admet que les déchets provenant du lavoir ont un pouvoir calorifique assez élevé pour la phase de séchage, bien qu'ils contiennent plus de 50 p. 100 de cendres et jusqu'à 20 p. 100 d'humidité. On a aussi démontré à une échelle expérimentale, que ces déchets pouvaient être brûlés dans un système adiabatique AFBC. En utilisant les déchets rejetés par le lavoir comme combustibles pour le séchage, on pourrait non seulement économiser des combustibles coûteux de qualité supérieure, mais encore réduire considérablement le problème actuel d'élimination de ces déchets.

Il s'agit maintenant de faire la démonstration à grande échelle de la faisabilité et de la rentabilité du procédé de séchage du charbon basé sur l'utilisation des déchets des lavoirs comme combustibles. En réponse à une proposition spontanée, Énergie, Mines et Ressources Canada négocie actuellement un contrat à frais partagés avec une compagnie houillère de l'Ouest du Canada. Aux termes du contrat, la compagnie préparera les études de conception et les analyses de rentabilité d'un appareil de combustion en grandeur réelle, capable de brûler les déchets rejetés par les lavoirs, et de fournir de l'énergie thermique à un sécheur existant. On espère que les travaux seront terminés en 1980, et qu'ils permettront de réaliser une démonstration en grandeur réelle.

#### SYSTÈME PFBC EN CYCLE MIXTE

On s'intéresse au système PFBC en cycle mixte, parce qu'il offre la possibilité de réduire de 10 p. 100 les besoins en combustibles pour la production d'électricité d'origine thermique. On pense qu'il faudra 10 à 15 ans d'études de développement, avant d'en arriver à la commercialisation du système. Au Canada, la B.C. Hydro and Power Authority, qui s'attend à dépendre de plus en plus, dans les décennies à venir, de l'énergie thermique dérivée du charbon, mène un rôle prépondérant dans les études de développement et de démonstration.

Depuis 1975, l'Hydro B.C. et Énergie, Mines et Ressources financent conjointement des études détaillées, au cours desquelles ils ont comparé des cycles avancés, basés sur la gazéification du charbon, dans les systèmes AFBC et PFBC. Ces études leur ont permis de conclure que le système PFBC en cycle mixte est le plus prometteur. L'Hydro B.C. envisage actuellement de construire une installation expérimentale pour démonstration, dans laquelle un système PFBC entraînerait une turbine à gaz capable de produire 70 MW<sub>e</sub>. À l'heure actuelle, on s'attend à ce que l'installation expérimentale proposée soit mise en service à une époque se situant entre 1983 et 1985.

#### EXPANSION DU PROGRAMME DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Bien que les démonstrations en grandeur réelle prouvent la viabilité commerciale du projet, le succès dépend en grande partie de l'information détaillée, que l'on peut souvent obtenir avec les installations expérimentales. Les caractéristiques du rendement des divers types de combustibles, les caractéristiques de neutralisation des divers sorbants, les aspects métallurgiques des processus d'érosion et de corrosion, l'effet de l'épais-



neutralization and heat transfer, are all areas where pilot-scale research continues to provide essential knowledge.

Several agencies in Canada—academic, industrial and government—are engaged in research on fluidized-bed combustion. These include INCO Limited, Canadian Industries Limited, B.C. Research, New Brunswick Electric Productivity Council, and several universities. Much of their work is supported by EMR through contracts for specific projects. Examples are corrosion studies in a fluidized-bed combustor at B.C. Research, and studies of sulphur neutralization characteristics of various Canadian limestones at Queen's University. In addition, EMR has an ongoing in-house program at the Canadian Combustion Research Laboratory (CCRL) of CANMET. There, a small group has been operating a pilot-scale combustor, 0.25 m in diameter, for about two years. A larger, more versatile combustor is expected to be in operation early in 1980.

### CONCLUSIONS

Simple fluidized-bed combustors have been available commercially for nearly two decades. As rising prices for premium fuels generate increasing interest in low-grade fuels and waste materials such as bark, sawdust, garbage, coal washery rejects and many industrial wastes, the ability of the relatively uncomplicated FBC process to cope with wide variations in fuel quality will ensure its expanded use.

For more conventional fuels, specifically coal, cooled beds are required. Operating at atmospheric pressure and integrated with steam boilers, these are on the verge of demonstration, with and without sulphur neutralization, in sizes suitable for heating plants and moderate process steam requirements. Full commercial acceptance is expected to be rapid despite relatively high capital cost because this market sector is largely dependent on oil at present.

The utility market sector is less dependent on oil, and views FBC technology primarily as an alternative to flue gas scrubbing for  $\text{SO}_2$  control. Utility-scale AFBC equipment is some years away, but pressure for its development can be expected to increase. The strongest reasons will likely be environmental. Acid rain was recently identified as a significant problem in hitherto pristine areas of Canada.  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  are thought to contribute two thirds and one third respectively. In addition to their capability for minimizing  $\text{SO}_2$  and because of their relatively low operating temperature FBC systems are inherently low emitters of  $\text{NO}_x$  and trace elements, which increases their advantage over conventional technology.

seur du lit, la vitesse de fluidisation et la température du lit fluidisé au moment de la combustion, la neutralisation du soufre et les transferts thermiques, constituent chacun des domaines où la recherche à l'échelle expérimentale continue à fournir une information essentielle.

Au Canada, plusieurs organismes—académiques, industriels ou gouvernementaux, participent à la recherche sur la combustion en lit fluidisé. Parmi ces organismes, citons Inco Limited, Canadian Industries Limited, B.C. Research, New Brunswick Electric Productivity Council, et plusieurs universités. Une grande partie de leur travail de recherche est secondée par Énergie, Mines et Ressources, au moyen de contrats concernant des projets spécifiques; par exemple, les études de la corrosion dans un appareil de combustion en lit fluidisé, à B.C. Research, et les études réalisées à l'université Queen's, sur les caractéristiques de neutralisation du soufre de divers calcaires canadiens. Par ailleurs, Énergie, Mines et Ressources réalise actuellement dans ses propres installations un programme de recherche, au Laboratoire canadien de recherche sur la combustion (CCRL) du CANMET. A cet endroit, un petit groupe de chercheurs fait fonctionner une chambre à combustion expérimentale de 0,25 mètre de diamètre depuis environ 2 ans. On espère qu'en début 1980, un appareil de combustion plus diversifié sera mis en service.

### CONCLUSIONS

Depuis presque une vingtaine d'années, de simples appareils de combustion en lit fluidisé peuvent être achetés. A mesure que la montée des prix des combustibles de qualité rend plus intéressante l'utilisation de combustibles inférieurs et de déchets, comme l'écorce, la sciure de bois, les ordures municipales, les produits rejetés par les lavoirs de charbon, et de nombreux autres déchets industriels, l'adaptabilité du système FBC, qui est relativement simple, à une grande diversité de qualités du combustible, assurera son succès.

Dans le cas de combustibles de type plus courant, en particulier le charbon, il est nécessaire de disposer de lits fluidisés avec refroidissement. Fonctionnant à la température atmosphérique et intégrés à des chaudières à vapeur, ils vont bientôt faire l'objet de démonstrations, avec ou sans neutralisation du soufre, à une échelle qui convienne aux installations de chauffage, ou à la production de quantités modérées de vapeur dans un but industriel. On pense que ce système sera rapidement accepté sur le marché, malgré des frais de premier établissement relativement élevés, puisque ce secteur industriel dépend largement à l'heure actuelle de l'approvisionnement en pétrole.

Le secteur du marché de l'électricité est moins asservi à l'approvisionnement en pétrole, et considère essentiellement la technologie de la combustion en lit fluidisé comme une solution de rechange au lavage des gaz brûlés pour l'élimination du  $\text{SO}_2$ . Il faudra quelques années avant l'implantation de systèmes AFBC à l'échelle requise par les compagnies d'électricité, mais les circonstances exigeront certainement davantage d'efforts pour le développement de ces systèmes. Les motifs les plus sérieux seront sans doute écologiques. Dans des régions jusque-là intactes du Canada, les pluies acides ont été récemment reconnues comme posant un problème grave. On pense que le  $\text{SO}_2$  et le  $\text{NO}_x$  constituent respectivement les deux tiers et le tiers des émanations polluantes. Non seulement les systè-

Finally, PFBC systems with combined cycles offer the potential for more efficient generation of electricity from coal, although this objective may not be achieved much before the end of the century. In summary, fluidized-bed combustion seems firmly entrenched as the most significant advance in combustion technology since the advent of pulverized firing.

mes FBC peuvent fortement réduire les émissions de  $\text{SO}_2$ , mais encore, fonctionnant à une température relativement basse, ils émettent des quantités relativement faibles de  $\text{NO}_x$  et d'éléments-traces, ce qui les rend particulièrement intéressants par rapport aux procédés conventionnels.

Finalement, les systèmes PFBC fonctionnant en cycle mixte permettraient de produire avec un rendement plus élevé de l'électricité à partir du charbon, mais cet objectif ne pourra probablement être réalisé qu'un peu avant la fin du siècle. En résumé, la combustion en lit fluidisé s'avère nettement comme la contribution la plus importante à la technologie de la combustion, depuis l'utilisation de combustibles pulvérisés.

## OPINION POLL

The opinion of concerned readers may influence the direction of future CANMET research.

We invite your assessment of this report—No.

Is it useful?	Yes	No
Is it pertinent to an industry problem?	Yes	No
Is the subject of high priority?	Yes	No

Comments\_\_\_\_\_

Please mail to: CANMET Editor, EMR, 555 Booth Street, Ottawa, Ontario, K1A 0G1

A complimentary copy of the CANMET Review describing CANMET research activity will be sent on request.

## SONDAGE D'OPINION

L'opinion des lecteurs intéressés pourrait aider à orienter les recherches futures effectuées par le CANMET.

Nous vous invitons à évaluer le présent rapport—No

A-t-il une utilité?	Oui	Non
Concerne-t-il l'industrie?	Oui	Non
Est-ce un sujet de priorité élevée?	Oui	Non

Commentaires\_\_\_\_\_

Adresser à: Éditeur du CANMET, EMR, 555 rue Booth, Ottawa, Ontario, K1A 0G1

Une copie de la revue du CANMET, décrivant les activités de recherche du CANMET, sera envoyée sur demande, avec hommages de l'éditeur.

## CANMET REPORTS

Recent CANMET reports presently available or soon to be released through Printing and Publishing, Supply and Services, Canada (addresses on inside front cover), or from CANMET Publications Office, 555 Booth Street, Ottawa, Ontario, K1A 0G1:

79-8 Flotation techniques for producing high-recovery bulk Zn-Pb-Cu-Ag concentrate from a New Brunswick massive sulphide ore; A. I. Stemerowicz and G. W. Leigh; Cat. No. M38-13/79-8, ISBN 0-660-10448-2; Price: \$8.00 Canada, \$9.60 other countries.

79-10 A comparative study of lightweight aggregates in structural concrete; H. S. Wilson; Cat. No. M38-13/79-10, ISBN 0-660-10449-0; Price \$2.00 Canada, \$2.40 other countries.

79-11 CANMET's rock mechanics research at the Kid Creek mine; D. G. F. Hedley, G. Herget, P. Miles and Y. S. Yu; Cat. No. M38-13/79-11, ISBN 0-660-10472-5; Price: \$3.50 Canada, \$4.20 other countries.

## RAPPORTS CANMET

Les récents rapports de CANMET, qui sont présentement disponibles ou qui le seront bientôt peuvent être obtenus de la direction de l'Imprimerie et de l'Édition, Approvisionnements et Services Canada (adresses au verso de la page couverture), ou du Bureau de vente et distribution de CANMET, 555, rue Booth, Ottawa, Ontario, K1A 0G1:

79-8 Flotation techniques for producing high-recovery bulk Zn-Pb-Cu-Ag concentrate from a new Brunswick massive sulphide ore; A. I. Stemerowicz and G. W. Leigh; Cat. No. M38-13/79-8, ISBN 0-660-10448-2; Price: \$8.00 Canada, \$9.60 other countries.

79-10 A comparative study of lightweight aggregates in structural concrete; H. S. Wilson; Cat. No. M38-13/79-10, ISBN 0-660-10449-0; Price \$2.00 Canada, \$2.40 other countries.

79-11 CANMET's rock mechanics research at the Kid Creek mine; D. G. F. Hedley, G. Herget, P. Miles and Y. S. Yu; Cat. No. M38-13/79-11, ISBN 0-660-10472-5; Price: \$3.50 Canada, \$4.20 other countries.



79-17 Rapid chromatographic procedure for characterizing hydrocarbons in synthetic fuel naphtha; A. E. George, G. T. Smiley and H. Sawatzky; Cat. No. M38-13/79-17, ISBN 0-660-10428-8; Price: \$2.75 Canada, \$3.30 other countries.

79-18 Influence of flue temperature and coal preparation on coke quality in 460-mm technical scale coke oven; J. F. Gransden and W. R. Leeder; Cat. No. M38-13/79-18, ISBN 0-660-10441-5; Price: \$1.50 Canada, \$1.80 other countries.

79-20 Effect of hydrocracking on the distribution of nitrogenous components in Athabasca bitumen; H. Sawatzky, J. E. Beshai, G. T. Smiley and A. E. George; Cat. No. M38-13/79-20, ISBN 0-660-10442-3; Price: \$1.25 Canada, \$1.50 other countries.

79-25 CANMET review 1978-79; Staff of CANMET; Cat. No. M38-13/79-25, ISBN 0-660-10522-5; Price: \$4.25 Canada, \$5.10 other countries.

79-28 Sulphur concrete and sulphur infiltrated concrete: Properties, applications and limitations; V. M. Malhotra; Cat. No. M38-13/79-28, ISBN 0-660-10469-5; Price: \$2.25 Canada, \$2.70 other countries.

79-29 Geological disposal of high-level radioactive wastes; D. F. Coates, G. Larocque and L. Geller; (Policy paper); Cat. No. M38-13/79-29, ISBN 0-660-10523-3; Price: \$1.50 Canada, \$1.80 other countries.

79-30 In situ testing for concrete strength; V. M. Malhotra and G. G. Carette; Cat. No. M38-13/79-30, ISBN 0-660-10506-3; Price: \$1.75 Canada, \$2.10 other countries.

79-31 Superplasticizers: Their effect on fresh and hardened concrete; V. M. Malhotra; Cat. No. M38-13/79-31, ISBN 0-660-10530-6; Price: \$2.00 Canada, \$2.40 other countries.

79-32 Concrete made with supplementary cementing materials; E. E. Berry; Cat. No. M38-13/79-32, ISBN 0-660-10470-9; Price: \$2.25 Canada, \$2.70 other countries.

79-33 Lightweight aggregates: Properties, applications and outlook; H. S. Wilson; Cat. No. M38-13/79-33, ISBN 0-660-10482-2; Price: \$2.25 Canada, \$2.70 other countries.

79-17 Rapid chromatographic procedure for characterizing hydrocarbons in synthetic fuel naphtha; A. E. George, G. T. Smiley and H. Sawatzky; Cat. No. M38-13/79-17, ISBN 0-660-10428-8; Price: \$2.75 Canada, \$3.30 other countries.

79-18 Influence of flue temperature and coal preparation on coke quality in 460-mm technical scale coke oven; J. F. Gransden and W. R. Leeder; Cat. No. M38-79-18, ISBN 0-660-10441-5; Price: \$1.50 Canada, \$1.80 other countries.

79-20 Effect of hydrocracking on the distribution of nitrogenous components in Athabasca bitumen; H. Sawatzky, J. E. Beshai, G. T. Smiley and A. E. George; Cat. No. M38-13/79-20, ISBN 0-660-10442-3; Price: \$1.25 Canada, \$1.50 other countries.

79-25 CANMET review 1978-79; Staff of CANMET; Cat. No. M38-13/79-25, ISBN 0-660-10522-5; Price: \$4.25 Canada, \$5.10 other countries.

79-28 Sulphur concrete and sulphur infiltrated concrete: Properties, applications and limitations; V. M. Malhotra; Cat. No. M38-13/79-28, ISBN 0-660-10469-5; Price: \$2.25 Canada, \$2.70 other countries.

79-29 Geological disposal of high-level radioactive wastes; D. F. Coates, G. Larocque and L. Geller; (Policy paper); Cat. No. M38-13/79-29, ISBN 0-660-10523-3; Price: \$1.50 Canada, \$1.80 other countries.

79-30 In situ testing for concrete strength; V. M. Malhotra and G. G. Carette; Cat. No. M38-13/79-30, ISBN 0-660-10506-3; Price: \$1.75 Canada, \$2.10 other countries.

79-31 Superplasticizers: Their effect on fresh and hardened concrete; V. M. Malhotra; Cat. No. M38-13/79-31, ISBN 0-660-10530-6; Price: \$2.00 Canada, \$2.40 other countries.

79-32 Concrete made with supplementary cementing materials; E. E. Berry; Cat. No. M38-13/79-32, ISBN 0-660-10470-9; Price: \$2.25 Canada, \$2.70 other countries.

79-33 Lightweight aggregates: Properties, applications and outlook; H. S. Wilson; Cat. No. M38-13/79-33, ISBN 0-660-10482-2; Price: \$2.25 Canada, \$2.70 other countries.



## APPENDIX "AEEA-26"

## APPENDICE «AEEA-26»



Energy, Mines and  
Resources Canada

Énergie, Mines et  
Ressources Canada

**CANMET**

Canada Centre  
for Mineral  
and Energy  
Technology

Centre canadien  
de la technologie  
des minéraux  
et de l'énergie

**R, D & D IN FLUIDIZED-BED COMBUSTION****PROGRAMME DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT ET DÉMONSTRATION SUR LA COMBUSTION EN LITS FLUIDISÉS****THE COAL PROGRAM FOR FY 1980-81 AND BEYOND****PROGRAMME PORTANT SUR LE CHARBON ANNÉE FISCALE 1980-81 ET APRÈS**

F. D. Friedrich

Canadian Combustion Research Laboratory

April 1980

F. D. Friedrich

Canadian Combustion Research Laboratory

Avril 1980

ENERGY RESEARCH PROGRAM  
ENERGY RESEARCH LABORATORIES  
DIVISIONAL REPORT ERP/ERL 80-39(OP)

PROGRAMME DE RECHERCHE SUR L'ÉNERGIE  
LABORATOIRES DE RECHERCHES SUR L'ÉNERGIE  
RAPPORT DIVISIONNAIRE ERP/ERL 80-39 (OP)

## CONTENTS

## INTRODUCTION

## FLUIDIZED-BED COMBUSTION IN THE CANMET ENERGY PROGRAM

## THE R &amp; D PROGRAM FOR COAL

## Objectives

## Approach

## Projects, Elements and Tasks for FY 1980-81

## THE DEMONSTRATION PROGRAM FOR COAL

## Objectives

## Summary of Current Demonstration Projects

CFB Summerside project, fluidized-bed boiler

Luscar coal dryer study

Nova Scotia Power Commission AFBC utility boiler

Industrial FBC boiler demonstration

Pressurized fluidized-bed combustion and gasification

## Projects, Elements and Tasks for FY 1980-81

## FBC IN THE RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGY SUB-ACTIVITY

## Background

## Projects, Elements and Tasks for FY 1980-81

## PROGRAM SUMMARY AND REVIEW OF RESOURCES

## R &amp; D Resources and Projects

## Demonstration Resources and Projects

## Renewable Energy Resources and Projects

## Future Resource Requirements

## TABLE DES MATIÈRES

## INTRODUCTION

## LA COMBUSTION EN LITS FLUIDISÉS AU SEIN DU PROGRAMME DE RECHERCHE SUR L'ÉNERGIE DE CCTME

## LE PROGRAMME DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT PORTANT SUR LE CHARBON

## Objectifs

## Approche

## Projets, éléments et tâches pour l'année fiscale 1980-81

## PROGRAMME DE DÉMONSTRATION PORTANT SUR LE CHARBON

## Objectifs

## Résumé des projets de démonstration actuellement en cours

Projet de combustion en lits fluidisés à Summerside; chaudière à lits fluidisés

Étude du séchoir à charbon de Luscar

Chaudière à combustion en lits fluidisés pour le CENE

Démonstration de chaudières industrielles à combustion en lits fluidisés

Gazéification et combustion en lits fluidisés sous pression

## Projets, éléments et tâches pour l'année fiscale 1980-81

## LA COMBUSTION EN LITS FLUIDISÉS DANS LE CADRE DES SOUS-ACTIVITÉS D'UNE TECHNOLOGIE D'ÉNERGIE RENEUVELABLE

## Antécédents

## Projets, éléments et tâches pour l'année fiscale 1980-81

## RÉSUMÉ DU PROGRAMME ET RÉVISION DES RESSOURCES

## Projets et ressources Recherche et développement

## Projets et ressources de démonstration

## Projets et ressources ayant trait à l'énergie renouvelable

## Exigences futures en ressources

## R, D & D IN FLUIDIZED-BED COMBUSTION THE CCRL PROGRAM FOR FY 1980-81 AND BEYOND

by  
F. D. Friedrich\*

### INTRODUCTION

Fluidized-bed combustion (FBC) is in the forefront of the emerging technologies which are urgently required to permit the displacement of oil by lower-quality fuels such as coal, coal wastes, wood waste and tar sands coke. However, substantial efforts in research, development and demonstration are required before FBC can make its full contribution to the Canadian energy picture. Although fluidized-bed incineration of wood waste and sewage sludge is commercially established, at present in Canada there are no fluidized-bed boilers burning coal.

Potential applications of atmospheric FBC boilers range from heating plants of modest size through large industrial boilers to very large electric utility steam generators. An additional application lies in uncooled combustors providing hot gases for industrial dryers such as are used in coal preparation plants. Pressurized FBC equipment is most likely to find application in advanced, combined-cycle electricity-generating systems. All these areas require demonstration that FBC technology works, and with a variety of fuels. Coals range from lignite to low-volatile bituminous; levels of ash, moisture and sulphur may be high. Other potential fuels are coal washery rejects, wood waste and various industrial wastes.

In order to hasten the application of FBC technology to Canadian needs, EMR has undertaken to support a broad program of demonstration projects in the areas of application just described. The demonstrations, in turn, are supported by contracted and in-house R & D mostly on a pilot scale. CANMET, as the technical arm for EMR's Science and Technology Sector, carries most of the program responsibility via the administrative functions of the Energy Research Program Office and the technical expertise and research facilities of the Canadian Combustion Research Laboratory (CCRL).

The present report describes the FBC program as it now stands, primarily from the viewpoint of CCRL. Objectives and status of the various projects are presented, together with financial manpower resources allocated for the current fiscal year. The report includes a review of probable resource requirements as projects progress, and thus forms a basis for future planning.

\*Research Scientist, Canadian Combustion Research Laboratories, Energy Research Laboratories, CANMET, Energy, Mines and Resources Canada, Ottawa.

## PROGRAMME DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT SUR LA COMBUSTION EN LITS FLUIDISÉS PROGRAMME DU CCRL POUR L'ANNÉE FISCALE 1980-81 ET APRÈS

F. D. Friedrich\*

### INTRODUCTION

La combustion en lits fluidisés est à l'avant-garde des nouvelles technologies requises d'urgence pour remplacer le pétrole par des combustibles de qualité inférieure comme le charbon, les rebuts du charbon, les rebuts du bois et le coke de sables asphaltiques. Cependant, il reste encore beaucoup de travaux à faire au niveau de la recherche, du développement et de la démonstration de la combustion en lits fluidisés avant que cette dernière puisse faire son entrée sur le marché canadien. Bien que l'incinération des rebuts du bois et des boues d'égout se fasse commercialement en lits fluidisés, il n'existe pas, pour le moment au Canada, de chaudières à lits fluidisés brûlant du charbon.

Les applications possibles de chaudières à lits fluidisés vont des installations de chauffage de dimensions modestes aux générateurs de vapeur des installations électriques, en passant par les grosses chaudières industrielles. Une autre application réside dans les chaudières non refroidies fournissant les gaz chauds aux sècheurs industriels que l'on retrouve dans les installations de préparation du charbon. L'équipement pressurisé de combustion en lits fluidisés trouvera très certainement des débouchés dans les systèmes modernes de production d'électricité à cycles combinés. Tous ces domaines n'attendent que la preuve que la technologie de la combustion en lits fluidisés est réaliste et qu'elle est valable pour toute une variété de combustibles. Les charbons vont de la lignite aux charbons bitumineux peu volatiles; la teneur en cendre, humidité et soufre peut être élevée. Parmi les autres combustibles envisageables, il y a les rebuts des installations de lavage du charbon, les déchets de bois et autres déchets industriels.

Afin de hâter l'application de la combustion en lits fluidisés au Canada, ÉMR a décidé d'appuyer un programme de démonstrations en ce sens. Ces démonstrations sont à leur tour appuyées par des programmes de recherche de développement, pour la plupart dans des installations pilotes. Le CCTME, sur lequel repose toute la partie technique du secteur Science et Technologie, a presque toute la responsabilité des programmes par l'intermédiaire des fonctions administratives du Bureau des Programmes de Recherches sur l'Énergie; il dispose également de la compétence technique et des installations de recherche du Laboratoire canadien de recherche sur la combustion (LCRC).

Le présent rapport décrit le programme sur la combustion en lits fluidisés au point où il en est actuellement, principalement du point de vue du LCRC. Il présente également les buts et statuts des divers projets, ainsi que les ressources humaines allouées pour l'année fiscale en cours. Ce rapport comprend également une étude des exigences probables nécessaires alors que les travaux progressent; il forme la base d'une planification future.

\*Scientifique employé à la recherche, Laboratoire canadien de Recherche sur la combustion, Laboratoire de recherches sur l'énergie, CCTME, Mines et Ressources Canada, Ottawa.



## FLUIDIZED-BED COMBUSTION IN THE CANMET ENERGY PROGRAM

The program of the Canadian Combustion Research Laboratory on research, development and demonstration in fluidized-bed combustion falls mostly within the CANMET Energy Research Program, and specifically within Activity 3.3; Energy Research and Technology Development. This corresponds to the office of Energy Research and Development code 2.4 on Coal and Peat.

Since, in the Canadian context, fluidized-bed combustion is viewed primarily as an emerging technology for the combustion of coal, most of the effort, 6.85 person-years is directed into Sub-Activity 3.3.4; Coal Technology, Sub-Activity 3.3.4.6; Combustion.

The objective of this work, as stated in the CANMET 5-year program plan<sup>1</sup>, is "to decrease the consumption of premium liquid and gaseous fuels in Canadian industrial and utility applications by introducing and demonstrating fluidized-bed combustion technology to Canada, specifically by 1985, by completing a project for construction of a fluidized-bed heating plant at CFB Summerside, PEI". The program plan further states "Demonstrations of fluidized-bed combustion technology at CFB Summerside are supported by in-house and contract pilot-scale trials to determine the potential for fuel flexibility and emissions containment. Further demonstrations are anticipated in utility and industrial use of coal rejects and under conditions applicable to industrial cogeneration of steam and electricity".

Specific goals identified in the CANMET program plan are as follows:

- "On going R & D support by in-house and contracted pilot studies on fuel flexibility and emissions control during FBC of coals and petroleum coke.
- Completion of construction and demonstration of the CFB Summerside FBC heating plant.
- Completion of FBC coal dryer burning coal rejects for drying heat and plant heating.
- Initiation of FBC demonstrations for utility use of coal rejects and in industrial applications".

A smaller amount of work on fluidized-bed combustion, 0.25 person-years, is directed into Sub-Activity 3.3.7; Renewable Energy Technology, Sub-Sub-Activity 3.3.7.1; Combustion and Conversion. The objectives of this work are:

## LA COMBUSTION EN LITS FLUIDISÉS AU SEIN DU PROGRAMME DE RECHERCHE SUR L'ÉNERGIE DU CCTME

Le programme du Laboratoire canadien de recherche sur la combustion portant sur la recherche, le développement et la démonstration de la combustion en lits fluidisés entre en grande partie dans le cadre du programme de recherche sur l'énergie du CCTME, plus spécifiquement dans le cadre de l'activité 3.3: Recherche sur l'énergie et développement de technologies. Ceci correspond à ce qui fait l'objet du code 2.4 de la Recherche et du Développement de l'Énergie sur le charbon et la tourbe.

Étant donné que dans le contexte canadien, on considère la combustion en lits fluidisés principalement comme une technologie d'avant-garde pour la combustion du charbon, la plupart des efforts soit 6.85 personnes-année est dirigée vers la sous-activité 3.3.4: technologie du charbon, sous-activité 3.3.4.6: combustion.

L'objectif de ces travaux, tel qu'indiqué dans le plan quinquennal du programme du CCTME<sup>1</sup>, est de «réduire la consommation des combustibles liquides et gazeux de qualité dans les applications industrielles et publiques canadiennes par l'introduction et la démonstration de la combustion en lits fluidisés et ce, d'ici à 1985, en menant à bien un projet visant à la construction d'une installation de chauffage à lits fluidisés à Summerside, dans l'Île-du-Prince-Édouard.» Ce plan décrète un peu plus loin que les «démonstrations de la combustion en lits fluidisés sur les installations de Summerside sont accompagnées d'essais pilotes, visant à définir la polyvalence des combustibles et le contrôle des émanations. On s'attend à des démonstrations portant sur l'utilisation du charbon dans les industries et services publics, dans des conditions applicables à la co-production industrielle de vapeur et d'électricité.»

Les buts spécifiques identifiés par le plan du programme du CCTME sont les suivants:

- Soutien continu de la recherche et du développement par des études internes sur la polyvalence des combustibles et le contrôle des émanations lors de la combustion en lits fluidisés des charbon et du coke de pétrole.
- Achèvement de la construction et démonstration de l'installation de chauffage à lits fluidisés à Summerside.
- Achèvement d'un sécheur à charbon en lits fluidisés brûlant les rebuts du charbon en vue de la production de la chaleur requise pour le séchage et le chauffage de l'installation.
- Démonstrations de la combustion en lits fluidisés pour l'utilisation industrielle des rebuts du charbon.»

Une plus petite partie des travaux portant sur la combustion en lits fluidisés, soit 0.25 personne-année, est consacrée à la sous-activité 3.3.7: Technologie de l'énergie renouvelable, sous-sous-activité 3.3.7.1: combustion et conversion. Les objectifs de ces travaux sont les suivants:

<sup>1</sup>Staff, Energy Research Program Office; Program Plans, 1980-1985, Report No. 80-1 Jan. 1980.

<sup>1</sup>Personnel, Office du programme de la recherche sur l'énergie; Plans du programme, 1980-1985, rapport n° 80-1 janv. 1980.

1. to accelerate improvements in wood-firing systems in industry, and
2. to provide advisory support for the ENFOR program administered by the Conservation and Renewable Energy Branch.

### THE R & D PROGRAM FOR COAL

#### *Objectives*

The stated objective of the R & D program on FBC is to support demonstration programs by pilot studies on fuel flexibility and emissions control. This deserves some elaboration. Essentially, it is proposed to develop a data base to guide designers of full-scale FBC equipment for the various Canadian coals, coal wastes, tar sands cokes, wood waste and other wastes which are likely to be utilized by means of FBC technology.

The questions which designers might ask are many and varied; they may relate to fluidized-bed combustion in general, or they may be specific to certain fuels and sorbents. The following is only a partial list of information which will likely be required, perhaps for a large number of coals and other solid fuels.

- At what bed temperature do ash component begin to fuse?
- What are the optimum relationships among bed temperature, superficial fluidizing velocity, excess air level and combustion efficiency?
- What are the effects of fuel size consist, bed size consist and bed depth on combustion performance?
- What fraction of the ash is elutriated and how does this affect bed inventory?
- If coarse coal is fired, will large ash particles accumulate to the point of interfering with fluidization?
- What is the size consist and composition of elutriated material?
- To what extent can elutriated carbon loss be reduced by fly ash recycling?
- Are fine fly ash particles likely to cause deposition problems on convective heat transfer surfaces?
- What are optimum area or volumetric heat release rates and how widely can they be deviated from to achieve turndown?
- What are the sulphur-neutralizing characteristics of various limestones and dolomites, and how are they affected by size consist, bed conditions, and additives?

1. accélérer les améliorations des systèmes de chauffe au bois dans l'industrie, et
2. fournir les services consultatifs au programme ENFOR géré par le bureau de Conservation et de l'énergie renouvelable.

### LE PROGRAMME DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT PORTANT SUR LE CHARBON

#### *Objectifs*

L'objectif officiel du programme de recherche et développement de la combustion en lits fluidisés est d'appuyer les programmes de démonstration par des études pilotes portant sur la polyvalence des combustibles et le contrôle des émanations. Ceci mérite quelques explications. En gros, on se propose de mettre au point une base de données qui servira de guide aux designers travaillant à la conception d'équipement de combustion en lits fluidisés à grande échelle, utilisant divers charbons canadiens, rebuts de charbon, cokes de sables asphaltiques, rebuts de bois et autres déchets qui sont susceptibles d'être récupérés grâce à la technologie de la combustion en lits fluidisés.

Les questions que peuvent se poser les designers sont nombreuses et variées: elles peuvent porter sur la combustion en lits fluidisés en général, ou elles peuvent se limiter à certains combustibles et adsorbants. Voici une liste résumée des informations qui seront probablement nécessaires sur plusieurs charbons et autres combustibles solides.

- A quelle température du lit les composants des cendres commencent-ils à fondre?
- Quel est le meilleur rapport entre la température du lit, la vitesse de fluidification superficielle, le niveau d'air excédentaire et l'efficacité de la combustion?
- Quels sont les effets de la dimension du combustible, de la dimension du lit et de la hauteur du lit sur la performance de combustion?
- Quelle est la fraction de cendres décantée et quelle en est la conséquence sur la composition du lit?
- Si l'on chauffe du charbon brut, les grosses particules de cendre vont-elles s'accumuler au point de gêner la fluidification?
- Quelles sont la dimension et la composition des matériaux décantés?
- Jusque dans quelle mesure peut-on réduire les pertes de carbone décanté par recyclage des cendres volantes?
- Les fines particules des cendres volantes peuvent-elles poser des problèmes de dépôt sur les surfaces de transfert de la chaleur convective?
- Quels sont les meilleures surfaces ou taux de dégagement de chaleur volumétriques et de combien peuvent-ils varier pour obtenir les résultats escomptés?
- Quelles sont les caractéristiques de neutralisation du soufre des divers calcaires et dolomites, et comment sont-elles influencées par la dimension, et les conditions du lits et par les additifs?



- To what extent is fuel sulphur neutralized by fuel ash constituents?
- What are the proportions of sulphur neutralization accomplished in the bed and in the freeboard regions?
- What is the level of nitrogen oxide emissions and how is it affected by bed conditions and fuel nitrogen component?
- What is the fate of heavy metal constituents in the fuel?
- What proportion of the thermal input may be extracted from the bed?
- What are typical heat transfer rates to immersed heat exchange surfaces, and how are they affected by tube bundle configuration?
- To what extent can coal and wood waste be burnt in the same bed, and how is combustion performance affected?
- What materials problems are likely to occur in terms of corrosion and erosion, and how can they be solved?
- What are the limiting factors in terms of maceral composition, ash content, moisture content, calorific value and size consist, which govern the combustion and dust collector performance of waste materials from coal preparation plants?
- Jusque dans quelle mesure le soufre du combustible est-il neutralisé par les composants des cendres?
- Quelles sont les proportions de neutralisation du soufre auxquelles on arrive dans le lit et dans les régions de tirant d'air?
- Quel est le niveau des émanations d'oxyde d'azote et comment est-il affecté par les conditions du lit et l'azote contenu dans le combustible?
- Qu'arrive-t-il aux constituants des métaux lourds dans les combustibles?
- Quelle est la proportion de l'arrivée thermique que l'on peut extraire du lit?
- Quels sont les taux de transfert de chaleur types vers des surfaces d'échange de chaleur immergées, et comment sont-ils affectés dans une installation à plusieurs tuyaux?
- Jusque dans quelle mesure peut-on brûler les rebuts de charbon et du bois dans un même lit, et comment cela affecte-t-il les performances de la combustion?
- Quels sont les problèmes qui risquent de se poser au niveau des matériaux en termes de corrosion et érosion, et comment peut-on les résoudre?
- Quels sont les facteurs limitant l'étude en termes de composition macérale, teneur en cendres, en humidité, pouvoir calorifique, dimensions et régissant la combustion et les performances du collecteur de poussières des matériaux de rebuts, dans les installations de préparation du charbon?

Although R & D conducted elsewhere in the world can be expected to contribute a substantial part of the desired information, the Canadian situation is sufficiently unique with respect to both fuels and applications, that the speed with which FBC technology impacts on the Canadian energy picture will depend in large measure on the rate at which Canadian R & D responds to the need for information. A parallel can be drawn with conventional PF combustion technology which, despite many decades of development and full-scale application around the world, has R & D needs in Canada alone that the pilot-scale facilities of CCRL are hard-put to meet.

### *Approach*

To produce the massive body of required information as outlined in the foregoing section will require a correspondingly massive R & D effort extending over many years and encompassing several agencies. CANMET can be expected to play a leading role, both because of the existing pilot-scale facilities at CCRL and because of CANMET's mandate to contract out desirable R & D to suitably equipped agencies.

The manner in which information is gathered will have to be varied to suit specific needs and circumstances, but an excellent starting point is provided by the pilot-scale facilities existing or under construction at CCRL, at Queen's University and at B.C. Research. These facilities can best be utilized as tools for industrial-style experiments in which input parameters are varied while appropriate output parameters are mea-

Bien que les recherches et le développement des pays étrangers puissent nous fournir une part importante des renseignements requis, la situation du pays est assez exceptionnelle quant aux combustibles et à leur application; la rapidité à laquelle il sera possible d'introduire la combustion en lits fluidisés dépend en grande partie de la vitesse à laquelle la recherche et le développement canadiens répondront à un besoin d'information. On peut faire le parallèle entre la technologie de la combustion classique qui, en dépit de nombreuses années de mise au point et d'application à grande échelle dans le monde entier éprouve un tel besoin au niveau de la recherche et du développement uniquement au Canada que les installations pilotes du CCTME sont insuffisantes.

### *Approche*

Pour obtenir tous les renseignements requis, indiqués dans la section précédente, il faut fournir un effort en conséquence de recherche et développement et ce, sur plusieurs années, dans plusieurs services. Le CCTME va certainement jouer un rôle important, à cause des installations pilotes au laboratoire canadien de recherches sur la combustion et aussi, à cause du mandat qu'il a obtenu d'allouer des contrats de recherches et développement aux agences compétentes.

La façon dont ces renseignements seront recueillis devra varier selon les besoins et les circonstances, mais un bon point de départ est assuré par les installations pilotes existant ou en construction au CCRC, à la Queen's University et à B.C. Research. Ces installations peuvent être utilisées comme outils lors d'expériences de style industriel, dans lesquelles les paramètres d'entrée sont variés alors que les paramètres de sortie



sured, both sets of parameters being selected as priorities dictate. The input and output parameters of most probable concern are listed below, but the list is by no means exhaustive.

### Input Parameters

#### Fuel:

- type
- ash content
- moisture content
- size consist
- feed arrangement
- petrography
- sulphur content

#### Bed Conditions:

- temperature
- depth
- size consist of bed material
- heat release rate per unit of area or volume
- superficial fluidizing velocity
- excess air level

#### Sorbent:

- source
- analysis
- size consist
- Ca/S ratio
- effect of sorbent additives

#### Heat Exchanger:

- tube size and arrangement
- materials
- metal temperature

### Output Parameters

#### Emissions:

- sulphur oxides
- nitrogen oxides
- elutriated carbon
- other combustibles
- heavy metals and other trace elements
- fly ash; quantity, size consist and sulphur capture

#### Bed Ash:

- size consist

peuvent être mesurés, les deux ensembles de paramètres choisis selon les priorités. Les paramètres d'entrée et de sortie probablement les plus importants sont indiqués ci-dessous; cette liste est loin d'être complète.

### Paramètres d'entrée

#### Combustible:

- type
- teneur en humidité
- dimension
- agencement de l'alimentation
- pétrographie
- teneur en soufre

#### Lit:

- température
- profondeur
- dimension du matériau du lit
- taux de dégagement de chaleur par unité de surface ou volume
- vélocité de fluidification superficielle
- niveau d'air en excès

#### Adsorbant:

- source
- analyse
- dimension
- taux Ca/S
- effets des additifs de l'adsorbant

#### Échangeur de chaleur:

- dimension et disposition des tubes
- matériaux
- température du métal

### Paramètres de sortie

#### Émanations:

- oxydes de soufre
- oxydes d'azote
- carbone décanté
- autres combustibles
- métaux lourds et autres oligoéléments
- cendres volantes; quantité, dimension et capture du soufre.

#### Cendre de lit:

- dimension

- build-up of oversize
- sintering and slagging
- inventory trends
- sulphur capture
- uses and disposal

#### Heat Exchanger:

- heat transfer rates
- corrosion
- erosion
- abrasion

As each project element is raised, a suitable scope of work can be prepared using appropriate parameters from the foregoing list, whether the work is carried out in-house at CCRL or contracted to another agency. Initially project elements will be formulated to meet the needs of current demonstration projects and to generate information which it is anticipated will be required in hastening the application of FBC technology to Canadian needs. As these applications become more widespread, it can be expected that industry, i.e., users and suppliers of FBC equipment, will play a greater role in identifying R&D needs, as has happened in CCRL's R&D program for conventional combustion technology. Project elements will than have to reflect changes in priority.

#### Projects, Elements and Tasks for FY 1980-81

The CCRL R&D program for 1980-81 encompasses two projects with the following breakdown of elements, milestones and resources.

##### Project 334606; pilot-scale fluid bed

**Objective:** To develop and extrapolate fluid-bed technology to burn low-grade Canadian coals and coal rejects in steam-generating and process heat application under acceptable environmental conditions.

**Resources:** 5.8 person-years  
\$180 k direct funding  
\$ 35 k contract funding

##### Project element 334606-01; design parameters

**Objective:** to determine critical design parameters for successful combustion of a variety of coals or coal rejects.

##### Milestones:

1. Trial burns in Mark 1 fluid bed with Line Creek coal and Onakawana lignite.
2. Report on 1.
3. Correlation trials with Mark 2 fluid bed using Luscar coal.
4. Combustion trials with Devco coal.

- accumulation de surépaisseur
- frittage et entartrage
- tendances de l'inventaire
- capture du soufre
- utilisation et évacuation

#### Échangeur de chaleur:

- taux de transfert de la chaleur
- corrosion
- érosion
- abrasion

Au fur et à mesure que chacun des éléments du projet seront abordés, une définition des travaux pourra être préparée à l'aide des paramètres venant de la liste ci-dessus, que les travaux se fassent à l'intérieur du LCRC ou à l'extérieur, dans une agence. Au départ, les éléments du projet seront formulés de façon à répondre aux besoins des projets de démonstration actuels et à fournir les renseignements qui seront probablement requis pour la mise en œuvre rapide de la combustion en lits fluidisés au Canada. Au fur et à mesure que ces applications s'étendront, l'industrie—à savoir les usagers et les fournisseurs de l'équipement de combustion en lits fluidisés—jouera un rôle de plus en plus important dans l'identification des besoins de recherche et développement, tout comme cela s'est produit au sein des programmes de recherche et de développement du LCRC portant sur la combustion classique. Les éléments du projet devront alors refléter tous les changements des priorités.

#### Projets, éléments et tâches pour l'année fiscale 1980-81

Le programme de recherche et développement du LCRC pour 1980-81 comprend deux projets, avec les éléments, jalons et ressources ci-dessous.

##### Project 334606; lit fluidisé à l'échelle pilote

**Objectif:** Mettre au point et extrapoler une technologie des lits fluidisés permettant de brûler des charbons canadiens de qualité inférieure et les rebuts du charbon dans des installations de production de vapeur et de chaleur dans des conditions environnementales acceptables.

**Ressources:** 5.8 personnes-année  
\$180K financement direct  
\$ 35K financement de contrats

##### Éléments de projet 334606-01; paramètres d'étude

**Objectif:** déterminer les paramètres d'étude critique pour la combustion d'une variété de charbons et de rebuts du charbon.

##### Jalons:

1. Essais de chauffe en lits fluidisés Repère 1 avec charbons de Line Creek et lignite d'Onakawana.
2. Rapport sur 1.
3. Essais de corrélation avec lits fluidisés Repère 2 avec charbon de Luscar.
4. Essais de combustion avec charbon Devco.

5. Report on 4.

6. Finalize IEA fluid-bed data exchange.

Project element 334606-02; CCRL Mark 2 combustor

Objective: To install and debug new fluid-bed combustor at CCRL and conduct evaluations.

Milestones:

1. Erect new fluid-bed.
2. Complete refractory lining and cure refractory.
3. Install coal feeder, bunker and instrumentation.
4. De-bugging in adiabatic mode.
5. Install in-bed cooling.

*Project element 334606-03,  
fluid bed diagnostic and control sensors*

Objective: To determine the applicability of differential temperature sensors to fluidized-bed combustion as a means of anticipating defluidization and for detecting other changes in bed operating characteristics.

Milestones:

1. To build and commission a 100 mm diam continuous fluidized-bed combustor.
2. To determine the operating variables that significantly affect the extent of anticipation of defluidization of the bed.
3. To design, build and test a DT sensor with variable anticipation of defluidization.
4. To instrument CCRL Mark 2 FBC.
5. To commission instrumentation in 4.

To the foregoing elements will be added, if possible, a contract to Stake Technology for testing their proprietary feeder with coal.

*Project 334607; fluid-bed mechanisms*

Objectives: To elucidate the mechanisms of in-situ sulphur and nitric oxide neutralization during combustion using additives to the coal feed and by changes in combustion parameters.

Resources: 0.2 person-years

\$90 k contract funding in 1979-80

est. \$70 k contract funding in 1980-81

*Project element 334607-01; Queen's University*

Objective: To erect and de-bug a CCRL Mark 2 pilot-scale fluid-bed at Queen's University and to conduct two trial burns for elucidating Devco coal-Havelock limestone SO<sub>2</sub> neutralization reactions.

Milestones:

1. Erect new fluid bed

5. Rapport sur 4.

6. Finaliser l'échange des données des lits fluidisés IEA.

Élément de projet 334606-02; chaudière du LCRC Repère 2

Objectif: Installer et corriger une nouvelle chaudière à lits fluidisés au LCRC et en faire l'évaluation.

Jalons:

1. Préparer un nouveau lit fluidisé.
2. Terminer le revêtement réfractaire et vulcaniser le réfractaire.
3. Installer le dispositif d'alimentation du charbon, la soute et les instruments.
4. Correction en mode adiabatique.
5. Installation du refroidissement intégré au lit.

*Élément de projet 334606-03  
Diagnostic des lits fluidisés et détecteurs de contrôle*

Objectif: Déterminer les possibilités d'application de détecteurs de températures différentiels à la combustion en lits fluidisés comme moyen de prévoir la défluidification et de détecter tout autre changement des caractéristiques de fonctionnement des lits.

Jalons:

1. Construire et mettre en service une chaudière à lits fluidisés continue de 100 mm de diamètre.
2. Déterminer les variables de fonctionnement qui affectent de façon significative les prévisions de défluidification du lit.
3. Concevoir, construire et tester un détecteur DT avec prévision variable de défluidification.
4. Installer les instruments de l'installation de combustion à lits fluidisés au LCRC Repère 2.
5. Mettre en service les instruments du 4.

Aux éléments précédents sera ajouté, dans la mesure du possible, un contrat alloué à Stake Technology pour l'essai du dispositif d'alimentation du charbon qui leur appartient.

*Projet 334607; mécanismes des lits fluidisés*

Objectifs: Élucider les mécanismes de neutralisation du soufre et de l'acide nitrique lors de la combustion, en ajoutant sur place des additifs au charbon d'alimentation et en modifiant les paramètres de combustion.

Ressource: 0.2 personne-année

\$90K financement de contrats en 1979-80

\$70K env. financement de contrat en 1980-81

*Élément de projet 334607-1; Queen's University*

Objectif: Ériger et corriger un lit fluidisé pilote au LCRC Repère 2 à la Queen's University et faire deux combustions d'essai pour élucider la neutralisation du SO<sub>2</sub> au calcaire Havelock dans le charbon Devco.

Jalons:

1. Ériger un nouveau lit fluidisé



2. Complete refractory lining and cure refractory
3. Install coal feeder, bunker and instrumentation
4. De-bugging in adiabatic mode
5. Install in-bed cooling
6. Trials with two coals and one limestone.

In addition to the above work designated for CCRL, the Energy Program Office has designated a person-year in the Physical Metallurgy Research Laboratories for materials research relating to fluidized-bed combustion. There is also in progress a CANMET contract to B.C. Research and B.H. Levelton Associates Ltd., for corrosion research in the pilot-scale FBC at B.C. Research.

## THE DEMONSTRATION PROGRAM FOR COAL

### Objectives

The key objective of EMR's FBC demonstration program has already been stated; i.e., "to decrease the consumption of premium liquid and gaseous fuels in Canadian industrial and utility applications by introducing and demonstrating fluidized-bed combustion technology to Canada". Since EMR has no authority by which it can require industry to employ FBC technology, the means for "introducing and demonstrating" must be through clarifying the advantages and reducing the perceived risk of adopting the new technology. This is done through funding of contracts for design studies, economic analyses and installation of full-scale equipment.

The role of CCRL in the demonstration program is substantial and significantly accelerates the transfer of technology from the research stage to commercialization. First, from the background of its technical expertise CCRL advises the Energy Program Office and the Energy Policy Sector on industrial applications where FBC technology can be most beneficial and therefore demonstrations are most desirable. Second, CCRL provides technical input to discussions and negotiations with potential partners in a demonstration, and with contactors for the studies and the hardware. This frequently includes preparation of work statements for contracts. Third, when a contract or an agreement has been negotiated, CCRL commonly represents EMR as scientific authority or technical liaison officer. The nature of CCRL's contributions is made more clear in the following description of the demonstration projects presently under way.

### Summary of Current Demonstration Projects

#### CFB Summerside project; fluidized-bed boiler

The objective of this project is to put in place at CFB Summerside a heating plant extension containing two fluidized-bed boilers designed to burn high-sulphur coal with supplementary firing of wood chips. These will be the first FB

2. Terminer le revêtement réfractaire et vulcaniser le réfractaire.
3. Installer le dispositif d'alimentation du charbon, la soute et les instruments.
4. Correction en mode adiabatique.
5. Installation du refroidissement intégré au lit.
6. Essais avec deux charbons et un calcaire.

En plus de ces travaux prévus pour le LCRC, l'Office du programme de l'énergie a prévu une personne-année pour les laboratoires de recherche en métallurgie physique, personne qui se pencherait sur la recherche des matériaux liés à la combustion en lits fluidisés. Un contrat est également actuellement en cours au CCTME pour B.C. Research et B.H. Levelton Associates Ltd., pour des recherches portant sur la corrosion dans l'installation pilote de B.C. Research.

## PROGRAMME DE DÉMONSTRATION PORTANT SUR LE CHARBON

### Objectifs

Le principal objectif du programme de démonstration de la combustion en lits fluidisés a déjà été énoncé; il s'agit «de réduire la consommation des combustibles liquides et gazeux de qualité dans les applications industrielles et publiques canadiennes par l'introduction et la démonstration de la combustion en lits fluidisés.» Étant donné que ÉMR ne peut obliger les industries à utiliser la combustion en lits fluidisés, les seuls moyens d'introduire et de démontrer la supériorité de cette technologie est de le faire en montrant les avantages et en réduisant les risques d'adoption d'une nouvelle technologie. Ceci se fait en finançant des recherches, par des analyses économiques et par l'installation d'équipement grandeur nature.

Le rôle du LCRC dans ce programme de démonstration est important et peut accélérer le passage du stade de l'étude à celui de la commercialisation. Tout d'abord, en se basant sur son expertise technique, le LCRC peut conseiller l'office du programme de l'énergie et le Secteur de la Politique sur l'énergie quant aux applications industrielles où la combustion en lits fluidisés peut se montrer la plus bénéfique et aux domaines où les démonstrations sont le plus souhaitables. Ensuite, le LCRC fournit les données techniques pour les discussions et les négociations avec les associés possibles d'une démonstration ainsi qu'avec les personnes intéressées à l'étude et à la quincaillerie. Ceci inclut très souvent la préparation d'énoncés des travaux pour les contrats. Troisièmement, une fois un contrat ou un accord conclu, le LCRC représente très souvent ÉMR en tant qu'autorité scientifique ou fonctionnaire de liaison technique. La nature des contributions du LCRC est clarifiée ci-dessous, par la présentation des projets en cours.

### Résumé des projets de démonstration actuellement en cours

#### Projet de combustion en lits fluidisés à Summerside; chaudière à lits fluidisés

Le but de ce projet est de mettre en œuvre à Summerside une installation de chauffage comprenant deux chaudières à lits fluidisés conçues pour brûler du charbon à haute teneur en soufre, avec en plus, chauffe aux copeaux de bois. Il s'agirait là

boilers in Canada, and a further objective is to put Canadian equipment suppliers in a position to provide this technology. EMR's partner in this demonstration is the Department of National Defence, (DND) which operates CFB Summerside and will be ultimate user of the boilers.

The project was initiated in 1977 and has proceeded through two phases of conceptual design, one dealing with the FB boiler, the other with the complete plant extension. In both cases parallel contracts were issued to two sets of contractors in order to maintain a strong element of competition and bring two Canadian boiler manufacturers to the point of being able to supply FB boilers. In phase 3, presently underway, two boiler manufacturers are preparing detailed designs and firm price proposals. Tender closing date is January 5, 1981, after which one manufacturer will receive a contract to build the plant extension with one boiler (Phase 4). After construction is complete, an extensive testing and demonstration program (Phase 5) will be carried out, and if boiler performance is satisfactory, the final phase will consist of installation of the second boiler.

Total project cost is estimated at about \$10 million, of which EMR will pay approximately 70%, including all costs for phases 1, 2, 3 and 5. Besides substantial involvement in the initial planning of the project, CCRL participates in the project steering committee, chairs the project technical committee and has provided or is providing the scientific authority for all the contracts connected with Phase 1, 2 and 3. The plant and boiler construction, Phase 4 and 6, will be handled by Defence Construction Ltd., but the demonstration program, Phase 5, which is likely to take place in 1983, will be an EMR responsibility, and besides requiring a scientific authority from CCRL, should involve substantial test work by CCRL staff at CFB Summerside.

#### *Luscar coal dryer study*

The concept of using coal washery rejects as fuel for coal drying has become more attractive as costs of conventional fuels have risen. Uncooled FB combustors such as are already in use for incinerating wood waste and sewage sludge seem well suited to coping with high-ash, high-moisture coal rejects, and in 1976, at the instigation of CCRL, CANMET funded some conceptual design studies and pilot-scale tests. The encouraging results of the pilot-scale tests eventually led to an unsolicited proposal from Luscar Ltd. to cost share with EMR a study related to Luscar's coal preparation plant at Coal Valley, Alberta.

A contract has now been signed for a study which will (a) prepare a conceptual design of an FBC to burn washery rejects and provide heat for the existing coal dryer as well as plant heating, (b) generate a firm price quotation from a supplier for the required FBC and auxiliary equipment, and (c) evaluate the economics of the FBC system; i.e., establish the payback period. The study is scheduled to be completed in the fall of 1980, and may well lead to EMR co-funding a full-scale demonstration, which might cost \$5 million.

des premières chaudières à lits fluidisés au Canada; un autre des objectifs est de permettre aux fournisseurs canadiens de fournir l'équipement requis. L'associé de ÉMR dans ce projet est le Ministère de la Défense nationale qui gère l'installation de Summerside et qui serait alors l'utilisateur des chaudières.

Ce projet a été mis en train en 1977 et il y a déjà eu deux phases d'étude, la première portant sur les chaudières à lits fluidisés, la seconde sur l'installation dans son ensemble. Dans les deux cas, des contrats parallèles ont été octroyés à deux ensembles d'entrepreneurs dans le but de maintenir un élément de compétition et d'amener deux fabricants de chaudières canadiens au point de fournir des chaudières à lits fluidisés. La phase 3, actuellement en cours, est celle où l'on voit des fabricants de chaudières préparer une étude détaillée et des soumissions fermes. La date de fermeture des soumissions est le 5 janvier 1981, après quoi un fabricant se verra allouer un contrat de fabrication d'une chaudière (phase 4). Une fois la construction terminée, un programme intensif de démonstrations et d'essais (phase 5) sera mis en œuvre, et si le fonctionnement de la chaudière est satisfaisant, la dernière phase du programme portera sur l'installation de la seconde chaudière.

Le coût total du projet est estimé à environ \$10 millions; ÉMR participe à environ 70%, y compris les coûts des phases 1, 2, 3 et 5. En plus de son implication importante à la planification initiale du projet, le LCRC fait partie du comité permanent du projet, il préside le comité technique du projet et a offert ou continue d'offrir son expertise technique pour tous les contrats ayant trait aux phases 1, 2 et 3. La construction de l'installation et de la chaudière sera assurée par Defence Construction Ltd., mais le programme de démonstration, phase 5, qui aura probablement lieu en 1983, sera sous la responsabilité de ÉMR et, en plus d'exiger l'expertise du LCRC, nécessitera de nombreux essais qui seront faits par le personnel du LCRC à l'installation de Summerside.

#### *Étude du séchoir à charbon de Luscar*

L'idée d'utiliser les rebuts des lavoirs à charbon comme combustible pour les séchoirs à charbon devient de plus en plus attrayante alors que les prix des combustibles classiques augmentent. Les chaudières à lits fluidisés non refroidies, comme celles qui servent actuellement à incinérer les rebuts du bois et les boues d'égout semblent pouvoir faire face aux rebuts de charbon à haute teneur en cendre et en humidité et en 1976, à l'instigation du LCRC, le CCTME a financé quelques études et essais pilotes. Les résultats encourageants de ces essais ont mené à une proposition faite par Luscar Ltd.; cette dernière était prête à partager les coûts avec ÉMR pour l'étude liée à l'installation de préparation de charbon située à Coal Valley, en Alberta.

Un contrat a été signé pour l'étude qui (a) portera sur la conception d'une installation de combustion à lits fluidisés pour brûler les rebuts des lavoirs et fournir la chaleur nécessaire au séchoir à charbon en place et au chauffage de l'usine, (b) préparer une soumission ferme de la part d'un fournisseur de l'équipement de combustion en lits fluidisés et de l'équipement connexe et (c) évaluer l'économie d'un système à combustion en lits fluidisés, c'est-à-dire établir la période de retour sur l'investissement. Cette étude devrait être terminée au cours de l'automne 1980 et elle pourrait très bien mener ÉMR à



In this case, CCRL prepared the work statement for the study contract, is providing the scientific authority, and is assisting Luscar in the selection of sub-contractors. The utilization of washery rejects as fuel is viewed by EMR as having very significant potential in that approximately 7 million tons of rejects are generated each year in Alberta and British Columbia.

#### *Nova Scotia Power Commission AFBC utility boiler*

The need to substitute coal for oil as fuel for electricity generation is greatest in Canada's maritime provinces. While supplies of indigenous coal are ample, their use via conventional technology is complicated by variable quality and high sulphur content. FBC technology can overcome both these handicaps, but FBC boilers have yet to be demonstrated on a utility scale.

Through the mechanism of the Oil Substitution Agreement, EMR is supporting the Nova Scotia Power Commission (NSPC) in groundwork studies aimed at putting in place a demonstration FBC utility boiler, probably 150 MWe in size. At present a consulting engineering firm is carrying out a small contract to evaluate the relative merits of several alternative sites. This work should be completed by mid-1980. Establishment of the best site will determine which coal and which sorbent are available, and will also establish the size of the proposed boiler. A decision must then be reached on whether to proceed with the next step, which would be to contract out the preparation of a conceptual design and duty specification that would form the basis for calling tenders for construction. Efforts are being made to set up a liaison with the Tennessee Valley Authority, which already has projects under way to commission a 20 MWe AFBC pilot plant by 1983 and a 200 MWe demonstration plant by 1986.

NSPC is acting as lead agency in the proposed Canadian demonstration, and would be the ultimate owner and operator if the plant is built. CCRL is serving as technical advisor on behalf of EMR, and can be expected to have substantial input at the conceptual design stage.

#### *Industrial FBC boiler demonstration*

Canadian industry constitutes another market sector where FBC technology could contribute to oil substitution. Typically industrial boiler requirements fall between heating plant boilers and utility boilers in terms of capacity and steam conditions, but a high degree of reliability is demanded and there is frequently a requirement to burn industrial waste as well. For example, the pulp and paper industry, which is the largest component of the industrial sector, commonly requires boilers that can co-fire wood waste.

co-financer une démonstration grandeur nature, laquelle pourrait coûter \$5 millions.

Dans ce cas, LCRC a préparé l'énoncé des travaux pour le contrat de l'étude, fournit l'expertise technique et aide Luscar dans le choix des sous-traitants. ÉMR considère que l'utilisation des rebuts des lavoirs comme combustible offre un excellent potentiel du fait que ces rebuts se montent à environ 7 millions de tonnes par an en Alberta et en Colombie-Britannique.

#### *Chaudière à combustion en lits fluidisés pour la Commission de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse*

Le besoin de remplacer l'huile par le charbon comme combustible pour la production de l'électricité se fait très nettement sentir dans les provinces maritimes. Alors que les ressources de charbon sont importantes, leur utilisation par une technologie classique se complique du fait de la qualité variable et de la haute teneur en soufre. La combustion en lits fluidisés peut surmonter ces deux handicaps mais encore restait-il à démontrer l'efficacité des chaudières à combustion en lits fluidisés au niveau des services publics.

Par le mécanisme de l'Accord de remplacement de l'huile, ÉMR appuie la Commission de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse (CENE) dans ses études visant à mettre en œuvre une chaudière à combustion en lits fluidisés aux fins de démonstrations, d'une capacité probable de 150 MWe. En ce moment, une firme consultative d'ingénierie évalue les avantages relatifs de plusieurs endroits possibles. Ce travail devrait être terminé au milieu de l'année 80. La définition du meilleur site déterminera quels seront les charbons et adsorbants disponibles, ainsi que les dimensions de la chaudière. Il faudra ensuite prendre une décision à savoir s'il faut passer à l'étape suivante qui serait celle de l'octroi d'un contrat pour la préparation de l'étude conceptuelle et des spécifications qui serviraient de base à l'appel d'offres en vue de la construction. Des efforts sont actuellement consacrés à l'établissement d'une liaison avec la Tennessee Valley Authority qui a déjà plusieurs projets en cours pour la mise en service d'une installation pilote de combustion en lits fluidisés de 20 MWe qui devrait être terminée en 1983 et pour une installation de 200 MWe qui devrait être terminée aux fins de démonstration d'ici à 1986.

La CENE joue également le rôle d'agence dirigeante dans le projet de démonstration canadien et elle serait le propriétaire et l'exploitant de cette installation si cette dernière était éventuellement construite. Le LCRC agit en tant que conseiller technique au nom de ÉMR et devrait jouer un rôle important au niveau de la conception.

#### *Démonstration de chaudières industrielles à combustion en lits fluidisés*

L'industrie canadienne représente un autre secteur du marché où le pétrole pourrait être remplacé par la combustion en lits fluidisés. D'une façon générale, les exigences relatives aux chaudières industrielles se situent entre celles des chaudières d'installations de chauffage et celles des services généraux auxiliaires en termes de capacité et conditions de vapeur, mais on exige d'elles une très grande fiabilité car il leur arrive souvent d'avoir à brûler des déchets industriels. Par exemple, l'industrie des pâtes et papiers qui représente la plus grande



To accelerate the application of FBC technology to the industrial sector, EMR has announced a Request for Proposal in the March 1980 issue of Research and Development Bulletin published by Supply and Services Canada. The announcement indicates EMR's willingness to financially support a demonstration, and invites teams of users and suppliers to submit proposals for the design and installation of an FBC boiler at a specific site. The proposed boiler should have a capacity of about 100,000 kg/h of steam, should burn coal and possibly wood chips, and should displace oil-fired equipment. Preliminary proposals are to be submitted by June 1, 1980. These will be reviewed, and those submitting the most promising proposals will be invited to submit a more detailed proposal, probably by October 1, 1980. A review of these in turn will, it is hoped, lead to a cost-shared contract with one team to design, install and demonstrate a full-scale industrial FBC boiler in an industrial plant. The demonstration boiler might cost \$40 million.

The extent to which CCRL will be involved in this demonstration is not clear at present. There has already been a contribution to defining the nature and scope of the desired project, and there will certainly be substantial involvement in reviewing the proposals that are received. However, if CCRL is to take the lead in drafting work statements and providing a scientific authority for subsequent contracts, additional staff will be required.

#### *Pressurized fluidized-bed combustion and gasification*

The research, development and demonstration work described up to this point has all been concerned with atmospheric fluidized bed combustion. EMR also supports work on PFBC and on fluidized-bed gasification.

In the case of PFBC, since 1975 EMR has co-funded with the British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) a series of studies aimed at developing more efficient coal-to-electricity cycles. With B.C. Hydro acting as lead agency, early studies reviewed the options presented by AFBC, combined-cycle gasification and combined-cycle PFBC. These studies concluded that the last of these options offered the best potential. Further studies were then undertaken to evaluate alternative PFBC combined cycles and prepare conceptual designs for a demonstration plant. This resulted in a proposal for a PFB combustor providing hot gas to drive a 70 MWe gas-turbine-generator set. B.C. Hydro are presently reviewing the desirability of proceeding with the detailed design of the demonstration. If this project goes forward it will likely have substantial financial support from EMR, and CCRL will likely be required to provide EMR's technical representation.

partie du secteur industriel, utilise souvent des rebuts de bois pour la chauffe.

Pour accélérer la mise en pratique de la combustion en lits fluidisés dans le secteur industriel, ÉMR a annoncé une demande de proposition dans le numéro de mars du Research and Development Bulletin, publié par Approvisionnement et Services Canada. Cette annonce est la preuve que ÉMR tient à financer une démonstration et ce ministère invite les équipes d'utilisateurs et de fournisseurs à soumettre des propositions pour l'étude et l'installation de chaudières à combustion en lits fluidisés en des lieux spécifiques. La chaudière proposée devrait avoir une capacité d'environ 100 000 kg/h de vapeur, devrait pouvoir brûler du charbon et, si possible, des copeaux de bois et devrait remplacer l'équipement avec chauffe à l'huile. Les études préliminaires devraient être soumises avant le 1<sup>er</sup> juin 1980. Elles seront examinées et ceux qui auront soumis les études les plus intéressantes seront invités à soumettre des études plus détaillées, probablement avant le 1<sup>er</sup> octobre 1980. Celles-ci seront également examinées et nous espérons qu'elles mèneront alors à un contrat à coûts partagés, alloué à une équipe qui concevra, installera et démontrera le bien-fondé d'une chaudière industrielle à combustion en lits fluidisés, grande nature. Cette chaudière pourrait coûter \$40 millions.

On ne sait pas encore très bien jusque dans quelle mesure le LCRC sera impliqué dans cette démonstration. Il a déjà contribué à définir la nature et la portée du projet, et il examinera fort probablement les études qui seront reçues. Mais si le LCRC doit jouer un rôle important dans la préparation des énoncés des travaux et apporter son expertise lors des contrats qui suivront, il faudra engager du personnel supplémentaire.

#### *Gazéification et combustion en lits fluidisés sous pression*

Les travaux de recherche, développement et démonstration décrits jusqu'à présent concernent tous la combustion en lits fluidisés en pression atmosphérique. ÉMR appuie également les travaux concernant la gazéification et la combustion en lits fluidisés sous pression.

Dans le cas de combustion en lits fluidisés sous pression, ÉMR a, depuis 1975, participé au financement, avec la British-Columbia Hydro et Power Authority (B.C. Hydro) d'une série d'études visant à mettre au point des cycles efficaces charbon-électricité. La B.C. Hydro jouant le rôle de l'agence principale, les premières études examinaient les options présentées par l'AFBC, sur la gazéification à cycle combiné et la combustion en lits fluidisés sous pression à cycle combiné. Ces études démontraient que la dernière de ces options était celle qui offrait le plus de potentiel. D'autres études furent alors entreprises pour évaluer la possibilité de cycles combinés de combustion en lits fluidisés sous pression et entreprendre la conception d'une installation de démonstration. Ceci s'est terminé par une proposition pour une chaudière à combustion en lits fluidisés sous pression produisant des gaz chauds nécessaires à un ensemble générateur/turbine à gaz de 70 MWe. La B.C. Hydro est en train d'étudier si cela vaut la peine de passer à l'étude détaillée de la démonstration. Si ce projet n'est pas abandonné, il recevra probablement une aide financière importante de ÉMR et le LCRC aura probablement à fournir son expertise technique.

EMR is also cosponsoring with Saskatchewan Power Corporation (SPC) studies of advanced coal-to-electricity cycles based on lignite. At present, the option of a 300 MWe combined cycle based on gasification is being reviewed. If a fluidized-bed gasifier is selected, CCRL might again be called upon for technical input, and if the gasifier concept is dropped in favour of fluidized-bed combustion, a much greater involvement could result.

#### Projects, Elements and Tasks for FY 1990-81

The demonstration program in which CCRL is involved for 1980-81, and which can be expected to continue for some years, consists of three projects with the following breakdown of elements, milestones and resources.

##### Project 334605; Summerside fluid-bed

**Objective:** To design and demonstrate the feasibility of FBC technology for steam raising using Maritime coals and wood at CFB Summerside.

**Resources:** 1.0 person-year  
\$32 k direct funding  
\$930 k contract funding

##### Project Element 334605-01; Dominion Bridge

**Objective:** To complete detailed design of heating plant and FB boiler including firm price proposal under Phase 3.

##### Milestones:

1. Sign contract for Phase 3
2. Review progress every two months
3. Final report on Phase 3
4. Contractor presentation
5. Evaluation for selection of contractor for Phase 4.

##### Project Element 334605-02; Foster Wheeler Ltd.

**Objective:** To complete detailed design of heating plant and FB boiler including firm price proposal under Phase 3.

##### Milestones:

1. Sign contract for Phase 3
2. Review progress every two months
3. Final report on Phase 3
4. Contractor presentation
5. Evaluation for selection of contractor for Phase 4.

##### Project element 334605-03; Foster Wheeler sulphur control studies

**Objective:** To evaluate the effectiveness of Havelock limestone in neutralizing sulphur during AFBC of Devco coal.

##### Milestones:

1. Conduct pilot-scale trials

EMR parraine actuellement, avec la Saskatchewan Power Corporation (SPC) des études portant sur des cycles charbon-électricité basés sur la lignite. En ce moment, on examine la possibilité d'un cycle combiné de 300 MWe basé sur la gazéification. Si l'on décide d'opter pour un gazéifieur à lits fluidisés, le LCRC aura probablement une fois de plus à fournir son expertise technique; par contre, si on laisse tomber l'idée du gazéifieur pour la combustion en lits fluidisés, la participation du LCRC sera sûrement plus grande.

#### Projets, éléments et tâches pour l'année fiscale 1980-81

Le programme de démonstration dans lequel est impliqué le LCRC pour 1980-81, et qui devrait se prolonger sur plusieurs années, consiste en trois projets qui se divisent comme suit:

##### Projet 334605; lits fluidisés à Summerside

**Objectif:** Concevoir et démontrer la faisabilité de la combustion en lits fluidisés pour la production de la vapeur en utilisant le charbon et le bois des Maritimes à l'usine de Summerside.

**Ressources:** 1.0 personne-année  
\$32K financement direct  
\$930K financement de contrats

##### Élément de projet 334605-01; Dominion Bridge

**Objectif:** Compléter l'étude détaillée d'une installation de chauffage et d'une chaudière à lits fluidisés, y compris une proposition avec prix fermes, sous le couvert de la phase 3.

##### Jalons:

1. Signer le contrat pour la phase 3
2. Revoir la progression tous les deux mois
3. Rapport final sur la phase 3
4. Présentation de l'entrepreneur
5. Évaluation du choix de l'entrepreneur pour la phase 4.

##### Élément de projet 334605-02; Foster Wheeler Ltd.

**Objectif:** Compléter l'étude détaillée d'une installation de chauffage et d'une chaudière à lits fluidisés, y compris une proposition avec prix fermes, sous le couvert de la phase 3.

##### Jalons:

1. Signer le contrat pour la phase 3
2. Revoir la progression tous les deux mois
3. Rapport final sur la phase 3
4. Présentation de l'entrepreneur
5. Évaluation du choix de l'entrepreneur pour la phase 4.

##### Élément de projet 334605-03; études du contrôle du soufre, Foster Wheeler

**Objectif:** Évaluer l'efficacité du calcaire Havelock pour la neutralisation du soufre dans la combustion en lits fluidisés du charbon Devco.

##### Jalons:

1. Effectuer les essais pilotes



2. Monitor experiments
3. Contract report
4. Evaluate report
5. Input data into Phase 4.

Project element 334605-04; construction of FB boiler and plant

Objective: To liaise with DCL/DND during selection of prime contractor for Phase 4 and to provide technical advice during construction of the boiler and plant.

Milestones:

1. Selection of Phase 4 contractor  
(*further milestones in succeeding years*)

Project 334608; innovative power cycles

Objective: To evaluate the feasibility of fluid-bed power cycles fired with coal as requested by the Energy Policy Sector.

Resources: 0.3 person-years  
\$6 k direct funding  
Contract funding through Oil Substitution Agreement, Federal-Provincial Agreements or Canadian Electrical Association.

Project element 334608-01; scientific services and consultations

Objective: To evaluate proposals for innovative cycles for power generation using coal.

Milestones:

1. Review guidelines for conceptual design and costs of FB utility boiler for NSPC
2. Review site options recommended for 1
3. Solicit proposals for an industrial FB steam boiler-100 000 kg/h
4. Evaluate 3
5. Continuing consultations with B.C. Hydro on PFBC
6. Review of SPC gasification combined cycle studies
7. Evaluate AFBC proposal initiated by NSPC under the Oil Substitution Agreement.

Project 334609; fluid-bed coal dryer

Objective: To conduct site-specific conceptual and economic studies for a demonstration fluid-bed combustor fired with coal rejects to supply heat for coal drying and space heating.

Resources: 0.2 person-years  
\$35 k contract funding

2. Contrôler les expériences
3. Rapport des contrats
4. Rapport d'évaluation
5. Amener les données de la phase 4.

Élément de projet 334605-04; construction d'une installation et d'une chaudière à combustion en lits fluidisés

Objectif: Faire la liaison entre DCL/DND lors du choix de l'entrepreneur pour la phase 4 et fournir les conseils techniques lors de la construction de l'installation et de la chaudière.

Jalons:

1. Sélection de l'entrepreneur pour la phase 4 (autres jalons au cours des années qui suivront)

Projet 334608; nouveaux cycles d'énergie

Objectif: Évaluer la faisabilité de cycles d'énergie en lits fluidisés avec chauffe au charbon, tel que requis par le Secteur de la Politique de l'Énergie.

Ressources: 0.3 personne-année  
\$6K financement direct  
Financement de contrats par l'intermédiaire de l'accord de remplacement de l'huile, les accords fédéral-provinciaux ou l'Association Canadienne de l'électricité.

Élément de projet 334608-01; consultations et services scientifiques

Objectif: Examiner les propositions de nouveaux cycles de production de l'énergie à l'aide du charbon.

Jalons:

1. Revoir les lignes directrices de l'étude et des coûts d'une chaudière à lits fluidisés pour les services généraux de la CENE.
2. Revoir les sites proposés pour 1.
3. Demander des offres concernant une chaudière à vapeur industrielle à lits fluidisés de 100 000 kg/h
4. Évaluer 3
5. Consultations continues avec la B.C. Hydro sur PFBC
6. Examiner les études portant sur les cycles combinés de gazéification de SPC
7. Examiner la proposition de combustion en lits fluidisés soumise par la CENE sous le couvert de l'accord de remplacement de l'huile.

Projet 334609; séchoir à charbon à lits fluidisés

Objectif: Faire les études économiques et conceptuelles portant sur un site spécifique pour la démonstration d'une chaudière à lits fluidisés avec chauffe aux rebuts de charbon, pour fournir la chaleur requise pour le séchage du charbon et celui de l'usine

Ressources: 0.2 personne-année  
\$35K financement de contrats



## Project element 334609-01; Luscar Ltd.

**Objective:** To prepare a conceptual design and cost analysis for a demonstration-scale combustor to dry coal and to provide space heating.

**Milestones:**

1. Complete work statement
2. Sign contract
3. Monitor progress
4. Report progress
5. Evaluation and decision to continue
6. Technical input to funding strategy if decision to proceed.

### FBC IN THE RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGY SUB-ACTIVITY

**Background**

Although CCRL activities relating to renewable fuel sources are extensive, the portion concerned with FBC technology is presently restricted to (a) advisory support to EMR's Conservation and Renewable Energy Branch and the ENFOR program, and (b) pilot-scale test work associated with the commitment to burn wood as a supplementary fuel in the CFB Summerside project. Some effort is also directed into consultative services to industrial installations already utilizing FBC technology for incineration of wood waste.

Canada's forest products industry could take a large step toward energy self-sufficiency by fully utilizing waste wood and bark for steam production. FBC technology offers several advantages and a step toward commercialization has already been taken by suggesting wood waste as supplementary fuel in the Industrial FBC Boiler Demonstration previously described. It is anticipated that FBC combustion of wood waste will be an area of increasing CCRL involvement.

**Project, Elements and Tasks for FY 1980-81****Project 337102; industrial technology**

**Objectives:** To accelerate improvements in conventional wood-firing systems in industry, to evaluate new burner concepts and to provide advisory support for the ENFOR program.

**Resources:** 0.3 person-years

10 k direct funding

**Note:** The scope of the objectives and resources identified above go beyond the area of FBC.

**Project element 337102-01; emerging combustion systems**

**Objective:** To evaluate co-firing of wood and coal in a pilot-scale fluid-bed.

## Élément de projet 334609-01; Luscar Ltd.

**Objectif:** Préparer l'étude conceptuelle et l'analyse des coûts pour une chaudière de démonstration pour sécher le charbon et chauffer l'usine.

**Jalons:**

1. Terminer l'énoncé des travaux
2. Signer le contrat
3. Contrôler la progression
4. Rédiger les rapports de progression
5. Évaluation et décision de continuer
6. Entrée technique à la stratégie de financement si le projet doit se poursuivre.

### LA COMBUSTION EN LITS FLUIDISÉS DANS LE CADRE DES SOUS-ACTIVITÉS D'UNE TECHNOLOGIE D'ÉNERGIE RENOUEVELABLE

**Antécédents**

Bien que les activités du LCRC portant sur les sources de combustibles renouvelables soient nombreuses, la partie concernant la combustion en lits fluidisés se limite actuellement (a) au soutien consultatif au Service de la Conservation et de l'Énergie Renouvelable de EMR et au programme ENFOR et (b) aux travaux d'essais pilotes liés à l'utilisation du bois comme combustible supplémentaire dans le projet de Summerside. Certains efforts sont cependant consacrés à l'aide apportée aux services consultatifs aux installations industrielles utilisant déjà la combustion en lits fluidisés pour l'incinération des rebuts du bois.

L'industrie canadienne des produits forestiers pourrait franchir un pas important vers l'auto-suffisance énergétique en utilisant à plein rendement le bois de rebut et l'écorce pour la production de la vapeur. La combustion en lits fluidisés offre plusieurs avantages et une étape a déjà été franchie en vue de la commercialisation en suggérant d'utiliser les rebuts du bois comme combustible d'appoint pour la démonstration de la chaudière industrielle à lits fluidisés décrite plus haut. On prévoit que la combustion en lits fluidisés des rebuts du bois intéressera de plus en plus le LCRC.

**Projets, éléments et tâches pour l'année fiscale 1980-81****Projet 337102; technologie industrielle**

**Objectifs:** Accélérer les améliorations des systèmes à chauffe au bois conventionnels, évaluer les nouveaux concepts de chaudières industrielles et conseiller dans le cadre du programme ENFOR.

**Ressources:** 0.3 personne-année

10K financement direct

**Nota:** La portée des objectifs et ressources ci-haut mentionnés dépasse le cadre de la combustion en lits fluidisés.

**Élément de projet 337102-01; nouveaux systèmes de combustion**

**Objectif:** Évaluer la chauffe combinée au bois et au charbon dans un lit fluidisé pilote.

## Milestones:

1. Equipment fabrication
2. De-bugging
3. Burn trials
4. Data evaluation
5. Report
6. Advisory support to related renewable energy projects.

Project element 337102-03; advisory support to ENFOR/CREB

Objective: To evaluate proposals of R, D & D projects and to prepare position statements on results of completed contracts.

## Milestones:

1. Evaluation of studies contracted on biomass through CREB or ENFOR
2. Advisory support for ENFOR and CREB federal/provincial agreements.

### PROGRAM SUMMARY AND REVIEW OF RESOURCES

Although CAMNET's involvement in FBC technology is relatively recent, good progress has been made in developing a program covering both R & D and demonstration. Achievable objectives have been defined and the resources presently available have been allocated as seems most appropriate. The present status can be summarized as follows:

#### R & D Resources and Projects

Resources: 6.0 person-years  
\$180 k direct funding  
\$290 k contract funding

Projects: Sub-activity 3.3.4, Coal Technology,  
Sub-sub-activity 3.3.4.6, Combustion

Project 334606—Pilot-Scale Fluid-Bed

Element 334606-01—Design Parameters

Element 334606-02—CCRL Mark 2 Combustor

Element 334606-03—Fluid Bed Diagnostic and Control Sensors

Project 334607—Fluid-Bed Mechanisms

Element 334607-01—Queen's University

#### Demonstration Resources and Projects

Resources: 1.5 person-years  
\$38 k direct funding  
\$965 k contract funding

Projects: Sub-activity 3.3.4, Coal Technology,  
Sub-sub-activity 3.3.4.6, Combustion

Project 334605—Summerside Fluid-Bed

Element 334605-01—Dominion Bridge Co. Ltd.

Element 334605-02—Foster Wheeler Ltd.

## Jalons:

1. Fabrication de l'équipement
2. Modifications
3. Essais de combustion
4. Évaluation des données
5. Rapport
6. Soutien consultatif dans le cadre des projets liés à l'énergie renouvelable.

Élément de projet 337102-03; soutien consultatif à ENFOR/CREB

Objectif: Examiner les propositions des projets de recherche, développement et démonstration en vue de préparer les énoncés sur les résultats des contrats terminés.

## Jalons:

1. Évaluation des études données à contrat sur les biomasses, par l'intermédiaire de ENFOR ou CREB
2. Soutien consultatif pour les accords fédéral-provinciaux de ENFOR et CREB.

### RÉSUMÉ DU PROGRAMME ET RÉVISION DES RESSOURCES

Bien que l'implication du CCTME dans la combustion en lits fluidisés soit relativement récente, d'excellents progrès ont été accomplis dans la mise au point d'un programme de recherche et développement et de démonstration. Les objectifs à atteindre ont été définis et les ressources actuellement disponibles ont été alloués du mieux possible. Le statut actuel peut être résumé comme suit:

#### Projets et ressources Recherche et développement

Ressources: 6.0 personnes-année  
\$180K financement direct  
\$290K financement de contrats

Projets: Sous-activité 3.3.4, technologie du charbon  
Sous-sous-activité 3.3.4.6, combustion

Projet 334606—Lit fluidisé à l'échelle pilote

Élément 334606-01—Paramètres d'étude

Élément 334606-02—Chaudière du LCRC Repère 2

Élément 334606-03—Diagnostic des lits fluidisés et détecteurs de contrôle

Projet 334607—Mécanismes des lits fluidisés

Élément 334607-01—Queen's University

#### Projets et ressources de démonstration

Ressources: 1.5 personne-année  
\$38K financement direct  
\$965K financement de contrats

Projets: Sous-activité 3.3.4, technologie du charbon  
Sous-sous-activité 3.3.4.6, combustion

Projet 334605—Lits fluidisés à Summerside

Élément 334605-01—Dominion Bridge Co. Ltd.

Élément 334605-02—Foster Wheeler Ltd.



Element 334605-03—Foster Wheeler Sulphur Control Studies

Element 334605-04—Construction of FB Boiler and Plant

Project 334608—Innovative Power Cycles

Element 334608-01—Scientific Services and Consultation, re:

(a) NSPC FBC utility boiler

(b) FBC industrial boiler

(c) B.C. Hydro PFBC project

(d) SPC gasification combined cycle

Project 334609—Fluid Bed Coal Dryer

Element 334609-01—Luscar Ltd.

Renewable Energy Resources and Projects

Resources: 0.25 person-years

Projects: Sub-activity 3.3.7, Renewable Energy,  
Sub-sub-activity 3.3.7.1, Combustion and Conversion

Project 337102—Industrial Technology

Element 337102-02—Emerging Combustion Systems

Element 337102-03—Advisory Support to ENFOR/CREB

Future Resource Requirements

Objectives are under frequent review and can readily be refined or added to as dictated by the course of events. As the projects presently in hand progress, additional manpower resources will be required if the very substantial investments are to be protected by a reasonable level of supervision. The following is an estimate of these requirements to 1985.

1. CCRL pilot-scale fluid bed—For optimum utilization of the new facility, this project requires two additional person-years, preferably one technologist and one engineer or research scientist.

2. R & D contracts to outside agencies—Additional major contracts (\$100 k/year or more) should receive scientific authority staffing of 0.2 person-years each.

3. CFB Summerside project—The testing and demonstration phase of this project, which is likely to be under way from Jan./83 to Apr./84, will require a substantial test crew. Because of its special expertise, CCRL will be expected to contribute at least three person-years during the heating season. Some of these can be drawn from present staff, but only at the expense of existing programs.

4. NSPC FBC utility boiler—If this project proceeds as hoped, at least 0.1 person-year of scientific liaison should be allocated during the design stage, which will probably be in 1981 and 1982.

5. Industrial FBC boiler demonstration—If CANMET remains as the lead agency, the scientific authority function

Élément 334605-03—Études du contrôle du soufre, Foster Wheeler

Élément 334605-04—Construction d'une installation et d'une chaudière à combustion en lits fluidisés.

Projet 334608—Nouveaux cycles d'énergie

Élément 334608-01—Consultations et services scientifiques, réf:

(a) chaudière à lits fluidisés pour les services généraux de la CE

(b) chaudière industrielle à combustion en lits fluidisés

(c) projet de combustion en lits fluidisés sous pression pour la B.C. Hydro

(d) cycles combinés de gazéification de SPC

Projet 334609—Séchoir à charbon à lits fluidisés

Élément 334609-01—Luscar Ltd.

*Projets et ressources ayant trait à l'énergie renouvelable*

Ressources: 0.25 personne-année

Projets: /Sous-activité 3.3.7, Énergie renouvelable,  
Sous-sous-activité 3.3.7.1, Combustion et conservation

Projet 337102—Technologie industrielle

Élément 337102-02—Nouveaux systèmes de combustion

Élément 337102-03—Soutien consultatif de ENFOR ou CREB

Exigences futures en ressources

Les objectifs sont revus souvent et peuvent être facilement améliorés ou modifiés selon le cours des événements. Au fur et à mesure que les projets en cour avanceront, un personnel supplémentaire sera requis si l'on veut protéger les investissements importants déjà faits par un contrôle approprié. Voici une prévision de ces exigences d'ici à 1985.

1. Lit fluidisé pilote du LCRC—Pour une utilisation optimale des nouvelles installations, ce projet exige deux personnes-années de plus, de préférence un technicien et un ingénieur ou un scientifique de recherche.

2. Contrats de recherche et développement accordés à des agences extérieures—D'autres contrats importants (\$100K/an ou plus) devraient être accompagnés d'un personnel scientifique compétent ou de 0.2 personne-année chacun.

3. Projet de l'usine de Summerside—Les étapes d'essai et de démonstration de ce projet qui devraient avoir lieu entre janvier 83 et avril 84 exigeront un personnel d'essai important. Étant donné sa compétence spécialisée, on s'attend à ce que le LCRC prête trois personnes-années lors de la saison de chauffage. Certaines de ces personnes peuvent être prises parmi le personnel actuel, mais uniquement aux dépens des autres programmes.

4. Chaudière à combustion en lits fluidisés pour les services généraux de la CENE—Si ce projet se poursuit comme on s'y attend, il faudra compter au moins 0.1 personne-année pour la liaison scientifique pendant l'étude, qui aura probablement lieu en 1981 et 1982.

5. Démonstration d'une chaudière industrielle à combustion en lits fluidisés—Si le CCTME demeure la principale agence,



will require at least 0.5 person-year, probably from 1981 to 1985.

6. Luscar FBC-fired coal dryer—Presuming this project proceeds to demonstration, the scientific authority function will also require 0.5 person-years, probably during 1982 and 1983.

7. B.C. Hydro PFBC demonstration—If the demonstration proceeds 0.1 person-years as scientific liaison should be provided. The time frame is uncertain at present.

8. SPC combined cycle power power generation and industrial technology (*renewable energy*)—Developments in these areas are not sufficiently defined to estimate additional manpower requirements at this time.

son rôle de conseiller scientifique exigera au moins 0.5 personne-année, probablement entre 1981 et 1985.

6. Séchoir à chauffe au charbon à combustion en lits fluidisés pour Luscar—Si ce projet arrive au stade de la démonstration, le rôle de conseiller scientifique exigera 0.5 personne-année, probablement en 1982 et 1983.

7. Démonstration de combustion en lits fluidisés sous pression pour la B.C. Hydro—Si la démonstration se fait, il faudra compter 0.1 personne-année pour la liaison scientifique. Les dates ne sont pas encore établies avec certitude.

8. Technologie industrielle et production d'énergie à cycles combinés SPC (énergie renouvelable)—Les développements ne sont pas encore assez bien définis dans ce domaine pour établir avec certitude les exigences en main-d'œuvre supplémentaire.

APPENDIX "AEEA-27"

ALTERNATE HYDROCARBON FUELS  
FOR ROAD TRANSPORT

FUEL	MAJOR R & D NEEDS	
PROPANE		
COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	{	1. ENGINE PERFORMANCE DATA UNDER CANADIAN WINTER CONDITIONS
ALCOHOLS		2. COLD WEATHER STARTING PROBLEMS
GASOHOL		
DIESOHOL		
	{	1. TANK DESIGNS TO ELIMINATE MOISTURE AND CORROSION
		2. VAPOUR PROBLEMS IN SUMMER
		3. FUEL INSTABILITY IN COLD WEATHER
		4. FUEL INSTABILITY DUE TO MOISTURE
		5. IMPROVED TECHNOLOGY TO OPTIMIZE FUEL ECONOMY, EMISSIONS AND DRIVEABILITY

## APPENDICE «AEEA-27»

HYDROCARBURES DE REMPLACEMENT  
POUR LE TRANSPORT ROUTIER

CARBURANT	PRINCIPAUX BESOINS EN RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	
PROPANE		
GAZ NATUREL COMPRIMÉ		1. RENDEMENT MOTEUR EN CLIMAT CANADIEN
ALCOOL	1. CONCEPTION DE RÉSERVOIR ÉLIMINANT HUMIDITÉ ET CORROSION	2. DIFFICULTÉS DE DÉMARRAGE PAR TEMPS FROID
ALCO-ESSENCE (GASOHOL)	2. DÉGAGEMENT DE VAPEURS PAR TEMPS CHAUD	
DIESOHOL	3. INSTABILITÉ DU CARBURANT PAR TEMPS FROID	
	4. INSTABILITÉ DU CARBURANT PAR TEMPS HUMIDE	
	5. TECHNIQUE AMÉLIORÉE POUR MAXIMISER LES ÉCONOMIES DE CARBURANT ET LA FIABILITÉ ET MINIMISER LA POLLUTION	



### CURRENT LIMITATIONS FOR ALTERNATE FUEL UTILIZATION

1. Vehicle Range is reduced by 40% — 50%
2. Conversion of engines from gasoline or diesel fuel to alternate fuel is expensive
3. Utilization restricted to centrally fueled vehicles as highway distribution systems are not yet established (taxis, city buses, delivery trucks, company cars)
4. Other options for alternate hydrocarbon fuels are:
  - a) residential and commercial space heating
  - b) stationary power generators
  - c) off-road vehicles (farm, mining)
5. substitution of alternate fuels in the three above applications could double the amount of diesel fuel available for road transport. Highway infrastructures for alternate fuels may not be required

### PREMIUM FUELS USED—1979 (PRELIMINARY)

TRANSPORTATION	5 - 6%	increase
GASOLINE	3 - 4%	increase
DIESEL	12%	increase
DOMESTIC HEATING	13 - 16%	decrease

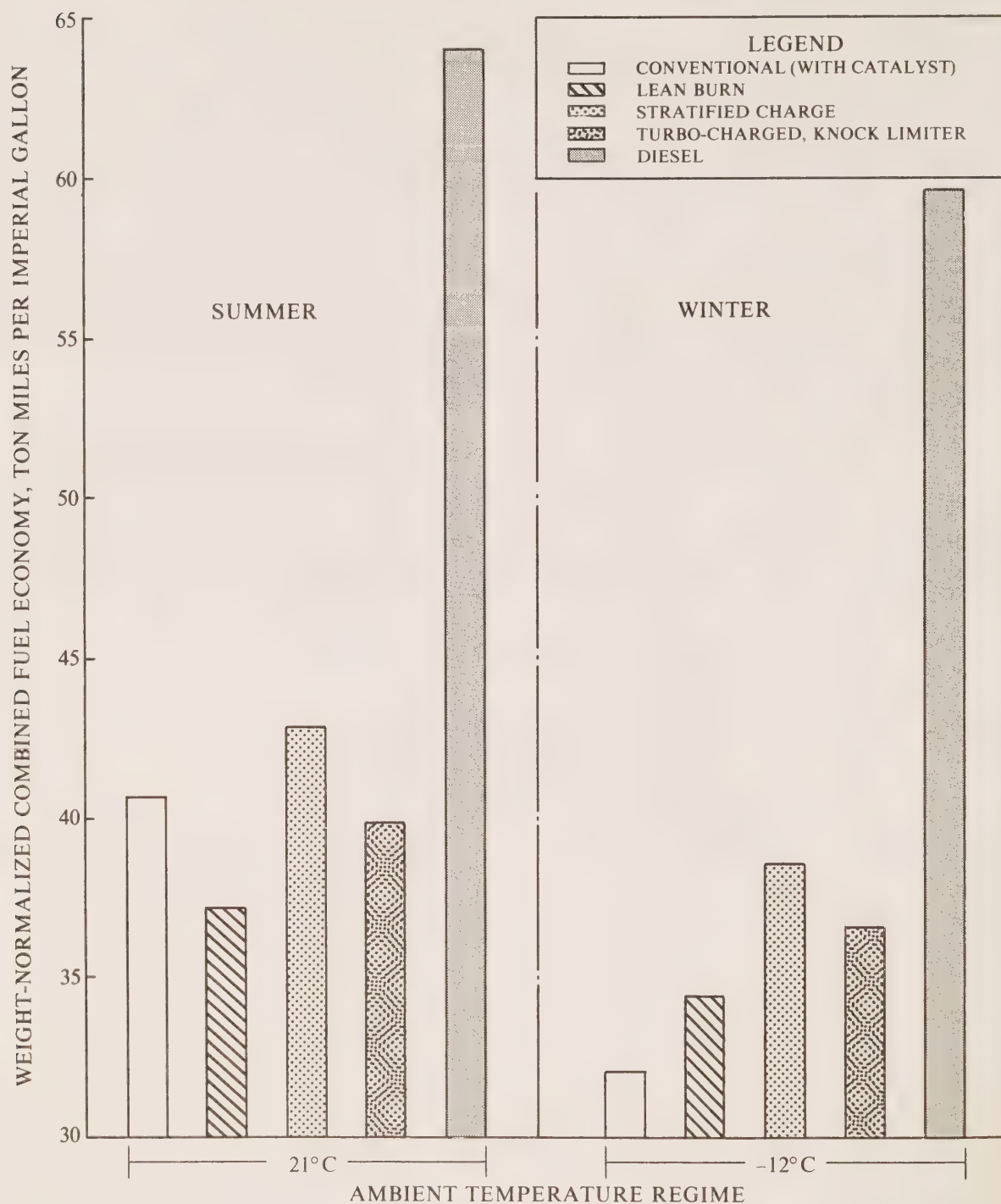
### LIMITES ACTUELLES DE L'UTILISATION DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT

1. Autonomie des véhicules réduite de 40 à 50%.
2. Coûts de conversion des moteurs à essence ou diesel au carburant de remplacement.
3. Utilisation limitée pour véhicules à ravitaillement centralisé (taxis, autobus, camions de livraison, flottes commerciales), car il n'existe pas encore de réseaux de distribution le long du circuit routier.
4. Autres possibilités d'utilisation des combustibles et carburants de remplacement:
  - a) Chauffage résidentiel et commercial
  - b) Alimentation de générateurs fixes
  - c) Véhicules hors-route (matériel agricole et minier)
5. L'utilisation de combustibles et de carburants de remplacement dans les trois cas précédents permettrait de doubler la quantité de carburant diesel disponible pour le transport routier. Un réseau de distribution bien développé n'est peut-être pas essentiel.

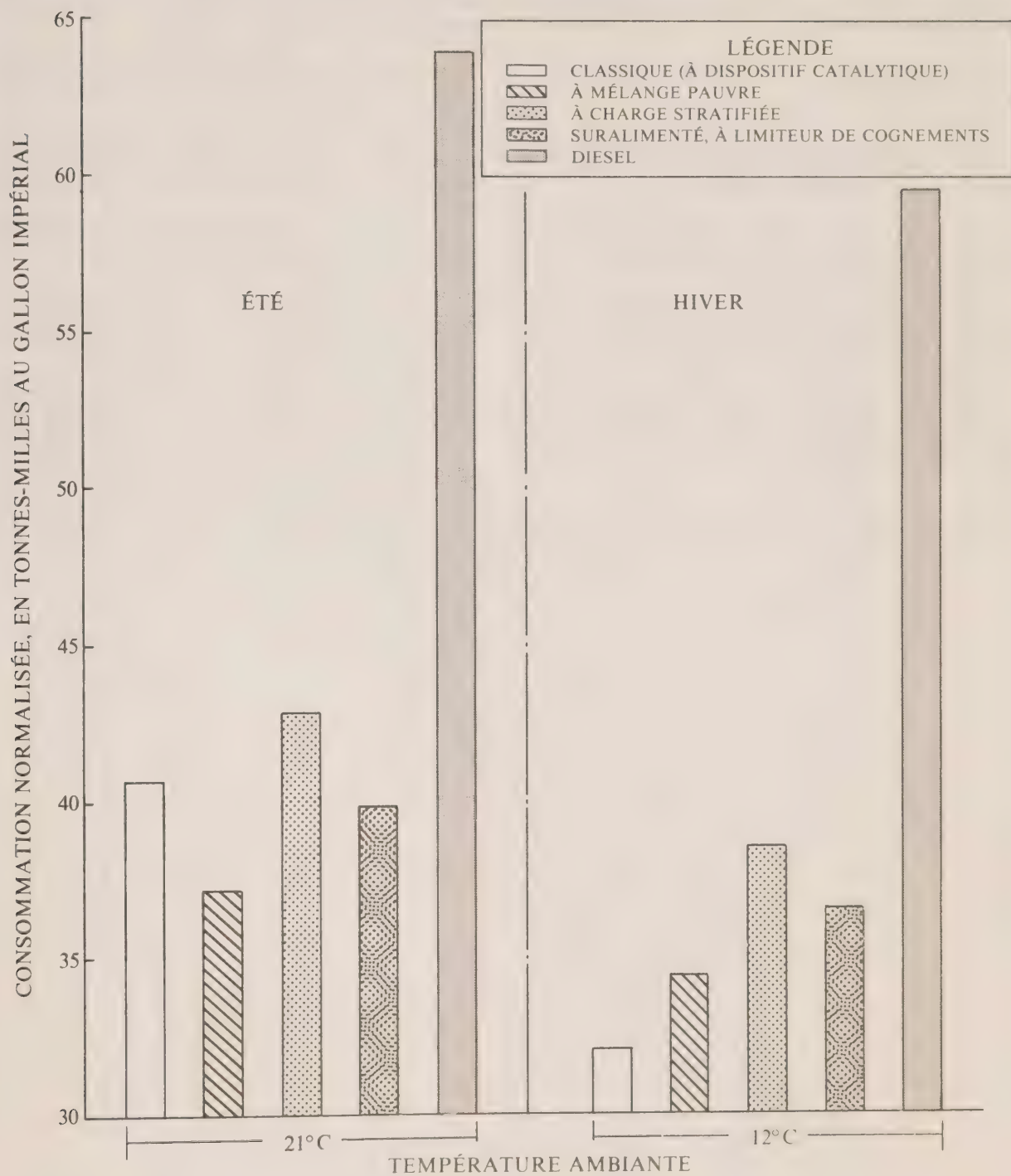
### CONSUMMATION DE COMBUSTIBLES ET CARBURANTS DE PREMIÈRE QUALITÉ—1979 (ÉTUDE PRÉLIMINAIRE)

TRANSPORT	de 5 à 6%	à la hausse
ESSENCE	de 3 à 4%	à la hausse
CARBURANT DIESEL	12%	à la hausse
CHAUFFAGE CENTRAL	de 13 à 16%	à la baisse

## EFFECT OF ENGINE TECHNOLOGY ON AUTOMOBILE FUEL ECONOMY



## CONSUMMATION DE CARBURANT SELON LE TYPE DE MOTEUR





## AUTOMOBILE FUEL ECONOMY

Standard reporting of automobile fuel economy in North America is for tests done on a chassis dynamometer between 20°C and 30°C (68°F-86°F).

In Canada, Temperatures are lower than this over most of the year—significantly lower.

Ambient temperature has a large effect on automobile fuel economy, particularly on cars with engine technology not optimally suited to Canadian conditions.

CCRL has had an ongoing program to evaluate the performance of automobiles with advanced engine technology under Canadian climatic conditions.

Under this program, the oakville research centre of Shell Canada Limited has received a series of contracts to accurately measure temperature effects on fuel economy under closely-controlled cold room conditions, for various technologies.

Results from these trials show that diesel, stratified charge, lean burn and turbo-charged knock-limited engines show less degradation in fuel economy and emissions with lower temperatures than do conventionally-carbureted catalyst-equipped engines.

In particular, the new high speed diesels offer large benefits in fuel economy and emissions for canadian conditions.

## CONSOMMATION DES VÉHICULES AUTOMOBILES

Règle générale, les études nord-américaines sur la consommation en carburant des véhicules automobiles se font au moyen de dynamomètres à châssis, à 20 °C et à 30 °C (68 °F et 86 °F).

Au Canada, pendant la plus grande partie de l'année, les températures sont inférieures aux températures d'essai standard.

La température ambiante influe considérablement sur la consommation d'essence, en particulier dans le cas de moteurs mis au point dans des conditions climatiques moins rigoureuses que celles du Canada.

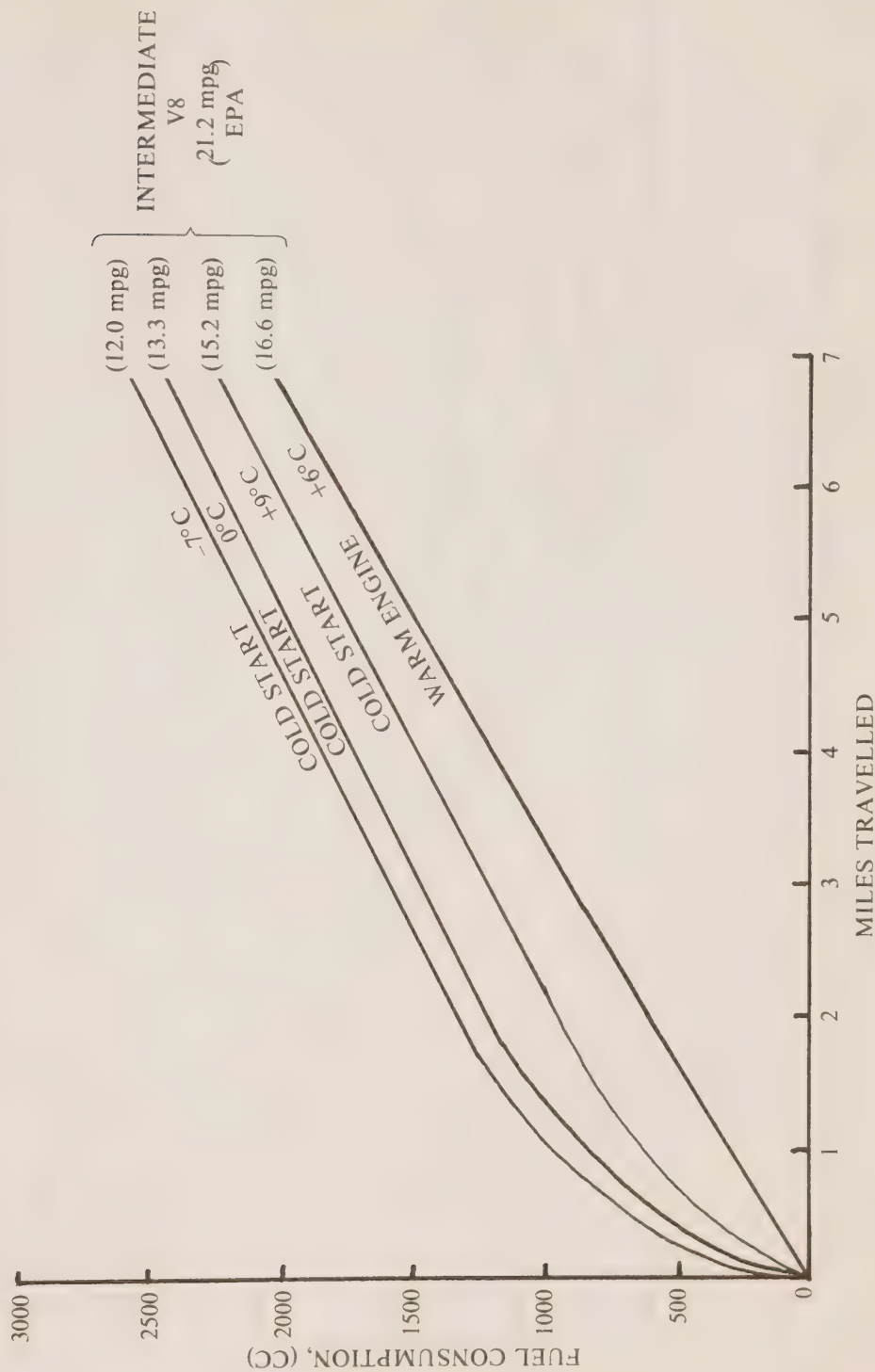
Le Laboratoire canadien de recherche sur la combustion a mis sur pied un programme visant à évaluer le rendement de moteurs perfectionnés en climat canadien.

Dans le cadre de ce programme, le Centre de recherches de Shell Canada ltée, à Oakville, s'est vu accorder une série de contrats pour établir avec précision les effets de la température sur la consommation de divers types de moteurs.

Les expériences, qui se sont déroulées dans une chambre à température soigneusement contrôlée, ont démontré que les consommations des diesels, des moteurs à mélange pauvre et des moteurs suralimentés avec limiteur de cognements n'augmentent pas autant, à basse température, que celle des moteurs classiques à carburateur et catalyseur.

Les nouveaux diesels haute vitesse, en particulier, se sont révélés très économiques et peu polluants

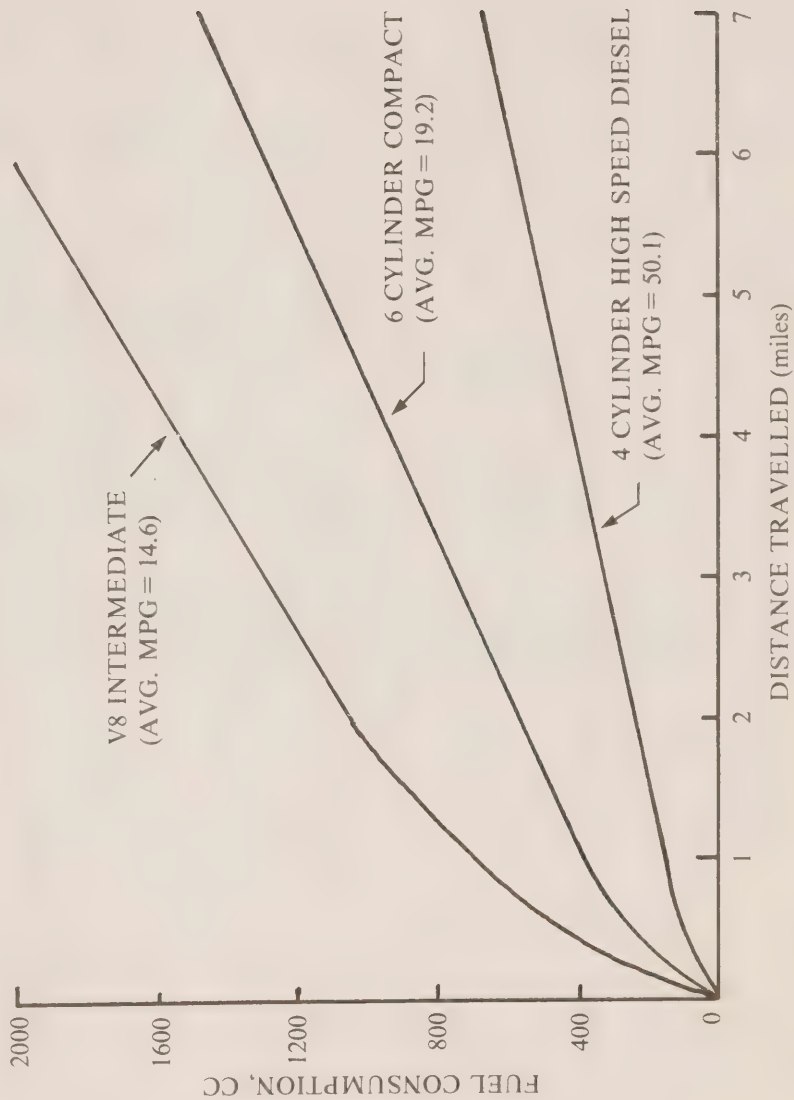
# EFFECT OF AMBIENT TEMPERATURE AND DISTANCE ON FUEL ECONOMY



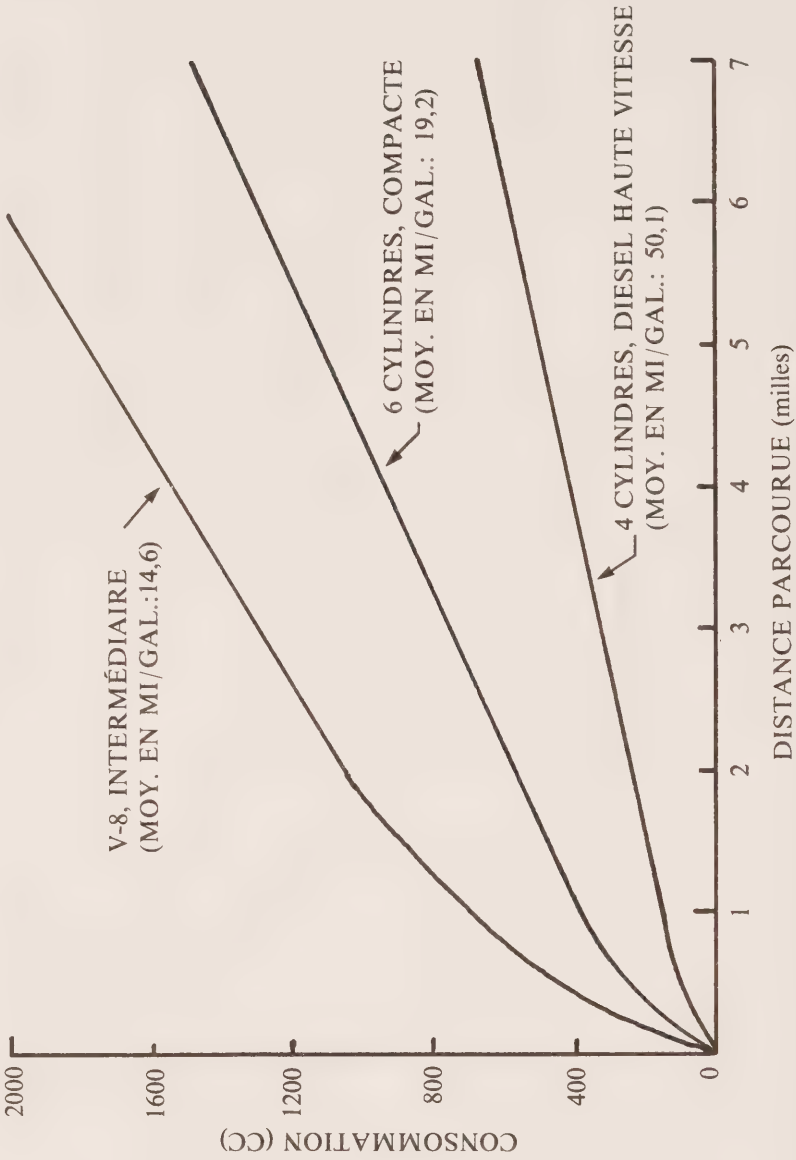




FUEL CONSUMPTION RE DISTANCE WITH COLD START AT 2°C



CONSOMMATION P/R À LA DISTANCE DÉMARRAGE À FROID À 2°C



## SUMMARY CCRL AUTOMOBILE TRIALS

### DIESEL

- Large Fuel Economy Advantage.
- Advantage Increases As Temperature Decreases.
- No Drivability Problems In Cold Weather.
- Meets Canadian Emissions Standards At All Temperatures.

### STRATIFIED CHARGE

- Similar But Much Less Dramatic Effects Than The Diesel.

### LEAN BURN

- Disadvantage In Summer Fuel Economy Is Reversed As Temperature Decreases.
- For Canada, Compression Ratio Might Be Increased And Leaded Gasoline Used To Give Additional Energy System Saving.

### TURBO-CHARGED WITH KNOCK LIMITER

- Offers Equal Or Better Fuel Economy And Lower Emissions Than Conventional Counterpart Over Canadian Temperatures.

### CONVENTIONAL CARBURETION WITH CATALYST

- This Technology Does Not Seem Particularly Suited To Canadian Conditions, Resulting In The Wide Discrepancy Between Published And Actual In-Use Fuel Economy Figures.

## RÉSUMÉ ESSAIS DE MOTEURS POUR VÉHICULES AUTOMOBILES LABORATOIRE CANADIEN DE RECHERCHE SUR LA COMBUSTION

### DIESEL

- Très économique
- D'autant plus avantageux que la température est basse
- Aucun défaut de fonctionnement par temps froid
- Émissions conformes aux normes antipollution du Canada, indépendamment de la température

### À CHARGE STRATIFIÉE

- Mêmes qualités que le moteur diesel, mais à un degré moindre

### À MÉLANGE PAUVRE

- Consommation mauvaise par temps chaud, mais s'améliorant à mesure que le thermomètre descend.
- Ce type de moteur, au Canada, pourrait permettre une économie d'énergie encore plus grande si le taux de compression était accru et si on l'alimentait à l'essence ordinaire, avec plomb.

### SURALIMENTÉ, À LIMITEUR DE COGNEMENTS

- Consommation égale ou inférieure à celle du moteur classique; pollution moindre

### À CARBURATEUR ET CATALYSEUR

- Ce type de moteur ne semble pas parfaitement adapté au climat canadien, ce qui expliquerait l'écart important constaté entre les chiffres publiés et la consommation réelle.



## APPENDIX "AEEA-28"

The Effects of Technology on Automobile Fuel Economy  
Under Canadian Conditions

A.C.S. Hayden

Canadian Combustion Research Lab.

International Fuels &amp; Lubricants Meeting

Royal York, Toronto

November 13-16, 1978

## ABSTRACT

Fuel economy degrades significant as ambient temperature decreases. Diesel, stratified charge, lean burn and turbocharged-knock-limited engines automobiles show significantly less degradation in fuel economy and emissions than do conventionally-carbureted, catalyst-equipped automobiles. In particular, the new diesel automobiles offer large benefits in weight-normalized fuel economy and emissions for the wide temperature range found in Canada's climate.

THE PURPOSE of this paper is to illustrate the large effect ambient temperature has on automobile fuel economy, and to present data showing that various engine technologies have different degrees of response to temperature.

Standard reporting of automobile fuel economy in North America is on the basis of the EPA test range of 20°C to 30°C. In Canada, temperatures are lower than this over most of the year. This is one of the major reasons that Canadian motorists have found that their gas tank always needed more frequent replenishing during the winter, and that their actual fuel economy was often much less than the reported numbers.

Figure 1 illustrates graphically the sensitive dependence of fuel economy on ambient temperature, for a common North American intermediate automobile over a standardized road course (1)\*. A cold start at -7°C shows a final fuel economy of 12 miles per Imperial gallon, (mpIg), rising progressively to 15.2 mpIg for an ambient temperature of 9°C.

Believing that much of this degradation was due to engine technology not optimally suited to Canada, the Canadian Combustion Research Laboratory, Energy, Mines and Resources Canada has had an ongoing program to evaluate the performance of automobiles with advanced engine technology under Canadian climatic conditions. Under this program, the Oakville Research Centre of Shell Canada Limited has received a series of contracts to measure accurately temperature effects on fuel economy and emissions under closely-controlled cold-room chassis dynamometer conditions, for various engine technologies. This paper summarizes the major results of the trials to date.

## APPENDICE «AEEA-28»

CONSOMMATION D'ESSENCE ET TECHNOLOGIE  
AUTOMOBILE ADAPTÉE AU CLIMAT CANADIEN

A.C.S. Hayden

Laboratoire canadien de recherche sur la combustion

Colloque international sur les carburants et les lubrifiants  
tenu du 13 au 16 novembre 1978

à l'hôtel Royal York, à Toronto

## RÉSUMÉ

La consommation de carburant s'élève sensiblement à mesure que la température s'abaisse. Les véhicules à moteurs diesel, à moteurs à charge stratifiée ou à moteurs suralimentés à limiteur de cognements consomment nettement moins de carburant et polluent moins que les véhicules à carburateur classique et à dispositif catalytique. Abstraction faite de la masse du véhicule, les nouveaux moteurs diesel se distinguent tout particulièrement par leur excellente consommation et leur faible pollution, aux températures caractéristiques du climat canadien.

Le présent article se propose d'illustrer l'importante influence de la température ambiante sur la consommation de carburant et de démontrer, chiffres à l'appui, que les divers types de moteurs réagissent différemment aux variations de température.

En général, les études sur la consommation de carburant des véhicules automobiles sont effectuées aux températures fixées par l'EPA, soit 20°C et 30°C. Au Canada, les températures se situent en deçà de ces limites pendant la majeure partie de l'année. Voilà sans doute pourquoi les automobilistes canadiens doivent faire le plein plus fréquemment pendant l'hiver et constatent que la consommation est souvent beaucoup moins bonne que ne le laissent croire les chiffres publiés.

La figure 1 représente graphiquement le lien étroit existant entre la consommation et la température ambiante pour une automobile nord-américaine de catégorie intermédiaire et de modèle courant, sur une piste normalisée (1)\*. Par -7°C, cette voiture parcourt 12 milles au gallon impérial (mi/gal. imp.) après démarrage à froid. Cette consommation s'améliore progressivement pour atteindre 15,2 mi/gal. imp. lorsque la température ambiante est de 9°C.

Au ministère de l'Énergie, des mines et des ressources, le Laboratoire canadien de recherche sur la combustion a voulu vérifier l'hypothèse selon laquelle les moteurs conçus en fonction de températures plus clémentes ne donnent pas un rendement optimal sous le climat canadien. Il a donc mis sur pied un programme visant à étudier le comportement de moteurs perfectionnés dans les conditions d'utilisation caractéristiques du Canada. Dans le cadre de ce programme, le centre de recherche de la société Shell Canada limitée, à Oakville, s'est vu confier une série de contrats pour établir avec précision les effets de la température sur la consommation de carburant et sur les émissions de gaz polluants. Divers types de moteurs perfectionnés ont été étudiés, dans des chambres à température soigneusement contrôlée, au moyen d'un dynamomètre à châssis. Le présent article rend compte des principaux résultats obtenus jusqu'à maintenant.

\*Numbers in parentheses designate references at end of paper.

\*Les numéros entre parenthèses renvoient aux références à la fin de l'article.

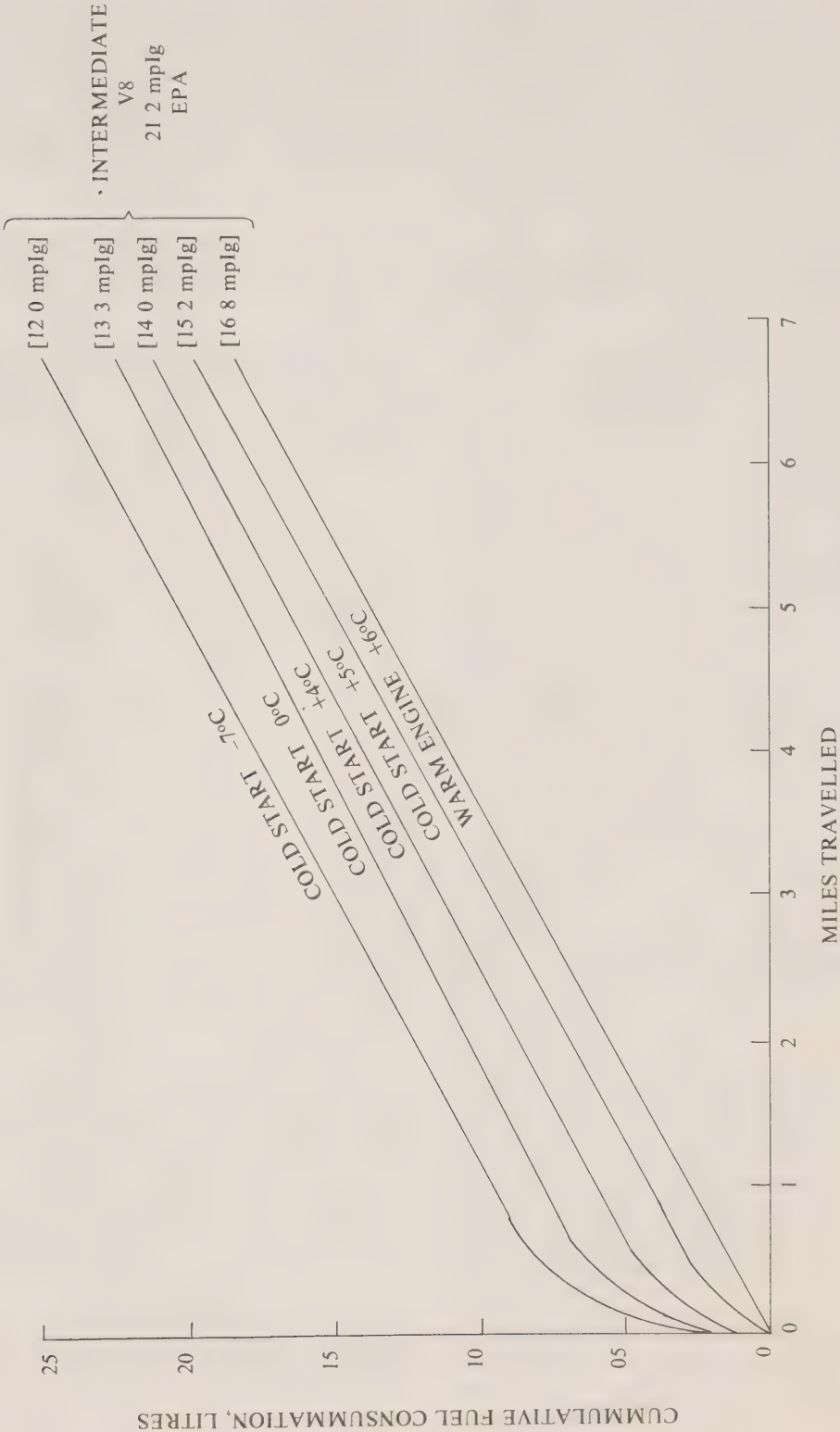


Fig. 1—Effect of ambient temperature on road fuel economy, for conventional intermediate V-8

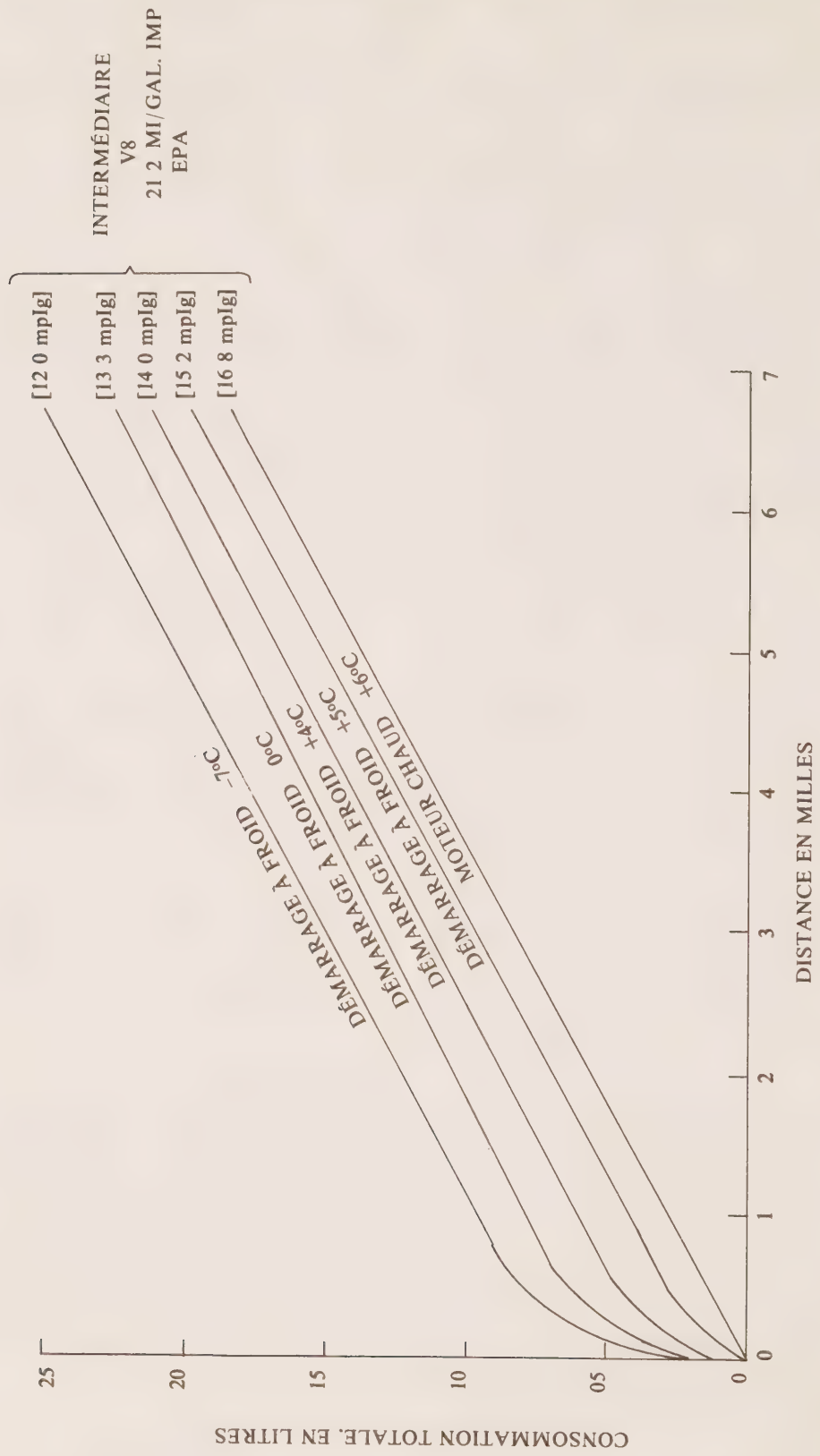


Fig. 1—Consommation sur route d'une voiture intermédiaire V-8 à moteur classique en fonction de la température ambiante.



## VEHICLES TESTED

The original intent of the program was to measure the relative performance of lean burn and conventionally-carbureted, catalyst-equipped automobiles under Canadian conditions. The first trials (2) compared the performance of like-sized lean burn and conventional engined vehicles under summer and winter-like conditions. Results indicated that technology did have a marked effect on the magnitude of fuel economy degradation experienced with decreasing temperatures.

The second set of trials (3) expanded the range of lean burn and conventional engined vehicles examined, and increased the temperature range as well.

The third set of trials (4) further expanded the scope to examine the effects of ambient temperature of the fuel economy of automobiles equipped with other advanced technology engines.

Conventionally-carbureted, catalyst-equipped vehicles include five with V-8 engines and one with a V-6. Lean burn engined vehicles include four V-8's and one 4 cylinder.

Other advanced engined vehicles tested are: two new diesels, with performance similar to most North American spark ignition automobiles; one two-stage stratified charge engine; and one turbocharged spark ignition engine with knock limiting sensor.

For clarity in reporting, automobiles of each engine type have been assigned a code, as follows:

C : conventionally-carbureted, with catalyst

LB: lean burn

SC: stratified charge

TK: turbocharged SI, with knock limiter

D : diesel

Complete descriptions of each of the fifteen vehicles tested are given in Appendix A, along with their specific code designations. All automobiles were equipped with standard radial tires.

## TEST FUELS

During the break-in period, those spark-ignition vehicles equipped with catalysts were fueled with commercial lead-free gasoline, while those without catalysts were fueled with regular leaded gasoline. The diesels were operated with Grade II diesel fuel.

During the tests, the spark ignition engines were fueled with a spring/fall type test gasoline. For the diesels, the test fuel was again a Grade II diesel fuel.

Details of the test fuels are given in Appendix B. Fuel A was used in vehicles C-5, C-6, LB-4 and LB-5; Fuel B was used in vehicles C-2, C-3, C-4, LB-2 and LB-3; Fuel C was used in vehicles C-1, LB-1, SC-1 and TK-1; Diesel Fuel D was used in vehicles D-1 and D-2.

## VÉHICULES À L'ESSAI

Au départ, le programme avait pour objet de comparer le rendement de véhicules équipés de moteurs à mélange pauvre et de moteurs à carburateur classique et dispositif catalytique, en climat canadien. Les premières épreuves (2) portaient sur des véhicules de dimensions comparables, à moteur classique et à moteur à mélange pauvre, dans des conditions estivales et hivernales. Elles ont démontré une nette corrélation entre le type de moteur, perfectionné ou classique, et l'importance de l'augmentation de la consommation en fonction de la baisse de température.

Pour la deuxième série d'essais (3), la gamme des véhicules à moteur à mélange pauvre et à moteur classique a été élargie, de même que l'écart entre les températures maximale et minimale.

La troisième série d'essais (4) élargissait encore plus le cadre de l'étude pour déterminer les effets de la température sur la consommation d'automobiles équipées d'autres types de moteurs perfectionnés.

La catégorie des véhicules à carburateur classique et dispositif catalytique comprenait cinq V-8 et un V-6; celle des véhicules à moteur à mélange pauvre regroupait quatre V-8 et un 4 cylindres.

Parmi les moteurs perfectionnés mis à l'épreuve, il y avait deux nouveaux diesels, dont le rendement se compare à celui des moteurs nord-américains à allumage par étincelle, un moteur à charge stratifiée, ainsi qu'un moteur suralimenté, à allumage par étincelle et limiteur de cognements.

Pour simplifier la présentation des résultats, un numéro de code correspondant au type de moteur a été assigné à chaque véhicule. Le code utilisé est le suivant:

C: carburateur classique et dispositif catalytique

LB: à mélange pauvre

SC: à charge stratifiée

TK: suralimenté, à allumage par étincelle et limiteur de cognements

D: diesel

Une description complète de tous les véhicules mis à l'essai, de même que le numéro de code de chacun figurent à l'annexe A. Toutes les voitures étaient équipées de pneus radiaux standard.

## CARBURANTS À L'ESSAI

Entre les essais, les véhicules à allumage par étincelle et à dispositif catalytique étaient ravitaillés en essence sans plomb du commerce et les voitures non munies de dispositifs catalytiques, en essence ordinaire, avec plomb. Le plein des diesels était fait avec un carburant de qualité II.

En cours d'essai, les véhicules à allumage par étincelle tournaient à l'essence de type printemps/automne. Pour les moteurs diesels, le carburant d'essai était encore un carburant diesel de qualité II.

L'annexe B décrit en détail les carburants utilisés lors des essais. Le carburant A servait au plein des véhicules C-5, C-6, LB-4 et LB-5; le carburant B, aux voitures C-2, C-3, C-4, LB-2 et LB-3; le carburant C, aux voitures C-1, LB-1 et TK-1; le carburant diesel D était réservé aux véhicules D-1 et D-2.

All spark ignition engines were lubricated with a standard 5W/30 motor oil and the diesels were lubricated with a standard 10W/30 oil.

## TEST PROCEDURES

Before testing, all automobiles were run-in for at least 8000 kilometers in combined urban-highway driving.

All fuel economy and emission tests reported herein were run on a chassis dynamometer installed in a "cold" room, whose ambient temperature is thermostatically controlled to any desired test temperature.

Test temperatures used were:

21°C, to represent summer conditions and the standard reporting level;

4°C, to represent spring/fall conditions;

-12°C, to represent average Canadian winter conditions;

-23°C, to represent severe winter conditions.

Each vehicle was allowed to soak for at least twelve hours at the test temperature, in the chassis dynamometer room, before the standard urban and highway cycles were run according to the 1975 procedure in the U.S. Federal Register (5). At least 2 runs were made at each temperature.

During the tests, fuel consumption was measured continuously by volume using CMP Industries' positive displacement metering system. Corrections were applied for fuel temperature. Distance travelled was determined from the circumference of the dynamometer roller and the number of revolutions performed. Fuel economy was then determined by dividing the measured fuel consumption by the actual distance travelled.

For emissions measurement, the exhaust gas was passed through flexible metal tubing to an adjacent room maintained at 21°C, where it was collected in sample bags and analyzed. For the diesels, heated sampling lines and a "hot" flame ionization detector were used to measure hydrocarbons. Mass emissions were then determined using the 1975 CVSS procedure, in grams per mile.

The average fuel economy results for each vehicle, at each test temperature, are reported in Appendices C-1, C-2, C-3, and C-4 for conventionally-carbureted, lean burn, stratified charge and turbocharged-knock-limiter, and diesel engines, respectively.

The average emissions for each vehicle, at each test temperature are presented in Appendices D-1, D-2, D-3 and D-4, in the same order as for the fuel economies above.

## FUEL ECONOMY RESULTS

The fuel economy of all automobiles tested degraded to some degree as ambient temperature decreased. To compare different technologies, the degradation was determined on a percentage basis, relative to the measured fuel economy within

Tous les moteurs à allumage par étincelle étaient lubrifiés avec une huile à moteur standard 5W/30 et les diesels, avec une huile standard 10W/30.

## MÉTHODES D'ESSAI

Avant les essais, toutes les voitures ont parcouru au moins 8 000 kilomètres, tant en ville que sur route.

Toutes les mesures de consommation et de pollution ont été effectuées sur un dynamomètre à châssis placé dans une chambre à température contrôlée.

Les essais se sont déroulés aux températures suivantes:

21°C pour simuler les conditions atmosphériques estivales et pour servir de point de comparaison par rapport aux essais courants;

4°C pour simuler les conditions prévalant au printemps et en automne;

-12°C pour simuler la température hivernale moyenne du Canada;

-23°C pour simuler les conditions d'un hiver rigoureux.

Chaque véhicule était placé dans la chambre du dynamomètre au moins 12 heures avant le début des essais. Ainsi, toutes les pièces du moteur étaient à la température voulue lors des essais simulant la conduite en ville ou sur route, conformément aux méthodes du U.S. Federal Register de 1975 (5). Au moins 2 essais ont eu lieu à chaque température.

Toutes les mesures de consommation ont été faites au moyen d'un compteur volumique de CMP Industries. Des corrections étaient apportées aux calculs en fonction de la température du carburant. Les distances parcourues étaient établies en multipliant la circonférence du rouleau du dynamomètre par le nombre de tours accomplis; il suffisait ensuite, pour connaître la consommation, de diviser par la distance parcourue la quantité de carburant utilisée.

Pour la mesure du taux de pollution, les gaz d'échappement étaient acheminés par un tuyau métallique souple jusqu'à la pièce adjacente à la chambre du dynamomètre, où régnait une température de 21°C. Là, ils étaient recueillis dans des sacs et analysés. Dans le cas des diesels, une tubulure de prélèvement, chauffée, et un détecteur d'ionisation à «flamme chaude» servaient à mesurer la proportion d'hydrocarbures. Les émissions étaient ensuite calculées selon la méthode adoptée par le NSVAC en 1975, en grammes au mille.

La consommation moyenne de chaque véhicule à chaque température d'essai figure aux annexes C-1 (véhicules à carburateur classique), C-2 (véhicules à mélange pauvre), C-3 (véhicules à charge stratifiée et véhicules suralimentés à limiteur de cognements) et C-4 (diesels).

Les émissions moyennes de chaque véhicules apparaissent selon la même disposition aux annexes D-1, D-2, D-3 et D-4.

## CONSOMMATION DE CARBURANT

Dans une certaine mesure, la consommation de toutes les voitures mises à l'épreuve s'est accrue en fonction de la diminution de la température. Afin de pouvoir comparer les performances des divers types de moteurs, la hausse de con-



the standard accepted test temperatures. Hence 21°C was chosen as the baseline. Percentage fuel economy loss or degradation was then determined at the lower test temperatures of 4°C, -12°C and -23°C, relative to the baseline.

For the conventionally-carbureted, lean burn and diesel automobiles, where more than one vehicle size was tested, results were then averaged for each technology. Tables 1 and 2 summarize the average results for each of the five engine technology groups, over the urban and combined cycles, respectively.

**URBAN CYCLE**—Figure 2 shows, in bar chart form, the percentage degradation in fuel economy for each of the five technologies, at the three lower test temperatures.

At 4°C, the average fuel economy loss for the conventional-carbureted vehicle was over 12%, while the other four types showed a significantly lower degradation. The lean burn and stratified charge vehicles each lost about 7.5%, the diesel less again at 6.5% and the turbocharged, knock-limited vehicle only 1.3%.

At -12°C, typical of Canadian winter cold-start conditions, the conventionally-engined vehicles lost nearly 27 per cent of their warm weather fuel economy, while the other technologies lost only about half as much. Of these, the lean burn and stratified charge vehicles showed slightly more degradation than the diesel and turbo-knock-limiter.

Table 1—Effects of Technology on Urban Fuel Economy with Ambient Temperature

Technology	Fuel Economy Degradation re 21°C		
	Ambient Temperature		
	4°C	-12°C	-23°C
Conventional	12.27%	26.8%	33.9%
Lean Burn	7.9%	13.8%	25.8%
Stratified Charge	7.4%	14.8%	25.2%
Turbo, Knock Limiter	1.3%	11.6%	21.8%
Diesel	6.5%	13.0%	22.2%

Table 2—Effects of Technology on Combined Fuel Economy with Ambient Temperature

Technology	Fuel Economy Degradation re 21°C		
	Ambient Temperature		
	4°C	-12°C	-23°C
Conventional	8.6%	20.4%	26.2%
Lean Burn	5.3%	9.2%	19.3%
Stratified Charge	5.2%	11.6%	18.9%
Turbo, Knock Limiter	1.3%	8.6%	16.5%
Diesel	5.4%	10.0%	19.2%

somation a été établie par rapport à la consommation déterminée par les essais standard et exprimée en pourcentage. La température de référence était donc de 21°C et le pourcentage d'augmentation a été calculé pour les essais à 4°C, -12°C et -23°C.

Dans les catégories carburateur classique, mélange pauvre et diesel, où des moteurs de différentes puissances étaient regroupés, les moyennes ont été établies pour chaque type. Les tableaux 1 et 2 présentent les résultats moyens obtenus pour chacun des cinq types de moteurs, sur circuit ville et sur circuit route respectivement.

**CIRCUIT VILLE**—L'histogramme de la figure 2 donne le pourcentage d'augmentation de la consommation pour chacun des cinq types de moteurs aux trois plus basses températures d'essai.

À 4°C, l'accroissement moyen de la consommation des véhicules à carburateur classique excède 12%. Celui des quatre autres types de moteurs est sensiblement moindre: pour les moteurs à mélange pauvre et à charge stratifiée, il s'établit à environ 7,5%, pour les diesels, il est de 6,5% et pour les moteurs suralimentés à limiteur de cognements il n'est que de 1,3%.

A -12°C, température caractéristique des hivers canadiens, la consommation des véhicules classiques s'élève de près de 27 p. 100 par rapport à leur consommation par temps chaud, soit une hausse environ deux fois plus forte que celle relevée dans les autres catégories. Ici encore, le rendement des moteurs à mélange pauvre et à charge stratifiée s'est avéré légèrement inférieur à celui des diesels et des moteurs suralimentés à limiteur de cognements.

Tableau 1—Consommation de divers types de moteurs sur circuit ville, en fonction de la température ambiante.

Type de moteur	Augmentation de la consommation p/r à 21°C		
	Température ambiante		
	4°C	-12°C	-23°C
Classique	12,2%	26,8%	33,9%
À mélange pauvre	7,9%	13,8%	25,8%
À charge stratifiée	7,6%	14,8%	25,2%
Suralimenté, à limiteur de cognements	1,3%	11,6%	21,8%
Diesel	6,5%	13,0%	22,2%

Tableau 2—Consommation de divers types de moteurs sur circuit combiné, en fonction de la température ambiante.

Type de moteur	Augmentation de la consommation p/r à 21°C		
	Température ambiante		
	4°C	-12°C	-23°C
Classique	8,6%	20,4%	26,2%
À mélange pauvre	5,3%	9,2%	19,3%
À charge stratifiée	5,2%	11,6%	18,9%
Suralimenté, à limiteur de cognements	1,3%	8,6%	16,5%
Diesel	5,4%	10,0%	19,2%



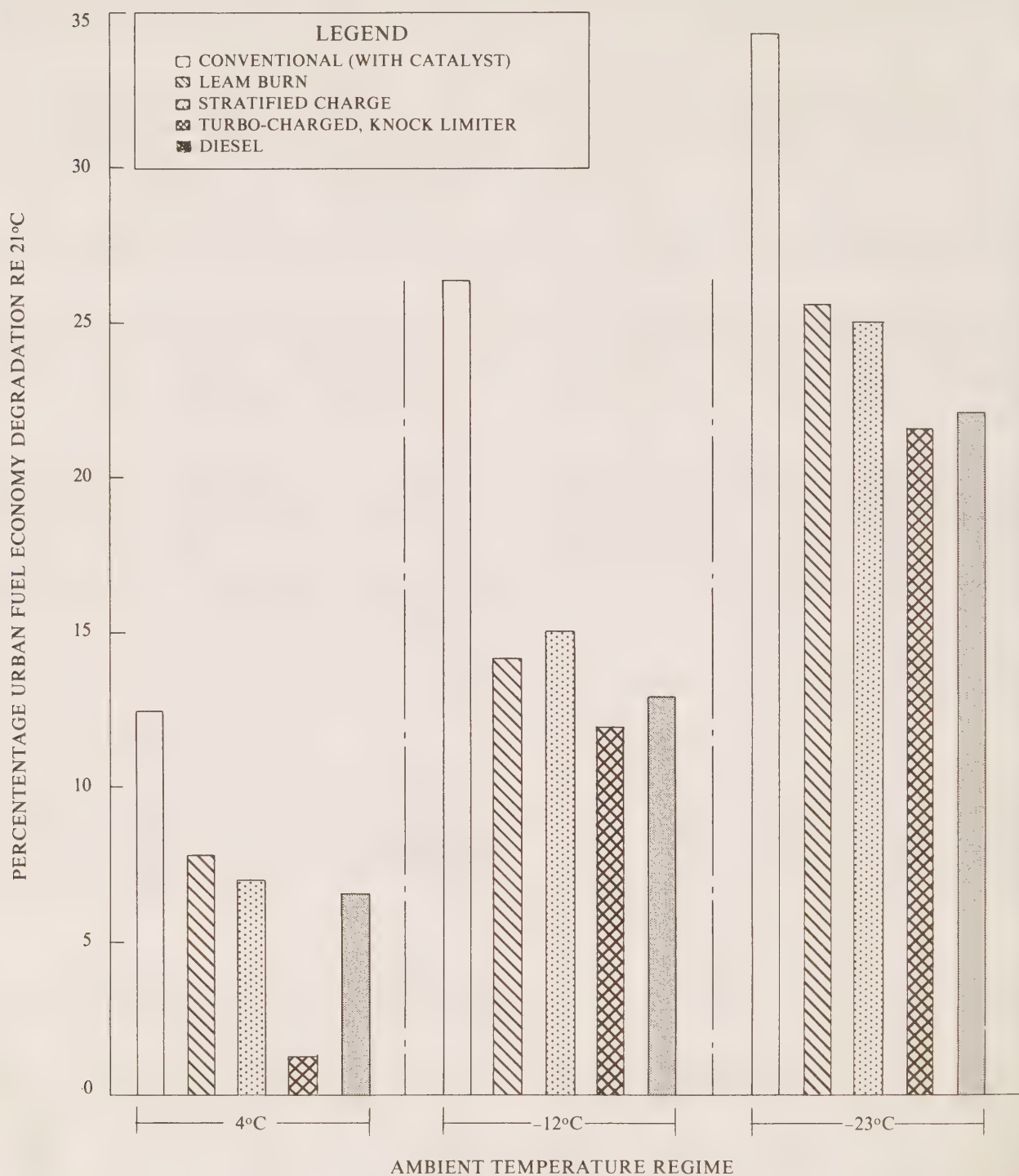


Fig. 2—Fuel economy degradation relative to 21°C (Summer), for different technologies

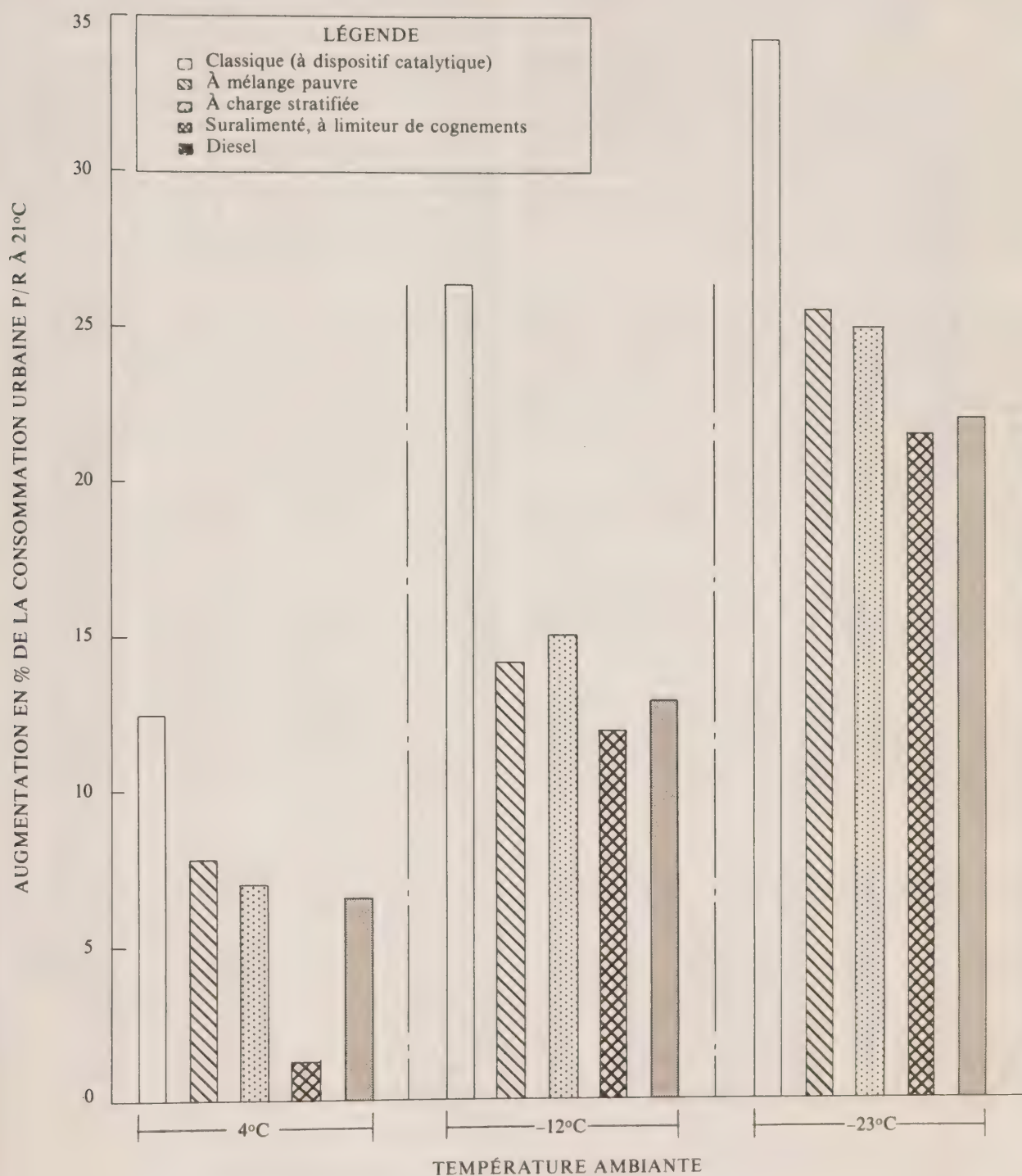


Fig. 2—Augmentation de la consommation de divers types de moteurs p/r à 21°C (été).

For Canada, it is felt that the winter cold-start, drive-to-work and the cold-start, drive-home are better represented by the urban cycle than the combined one.

**COMBINED CYCLE**—From Table 2, for the combined urban-highway cycle, accepted as the standard for fuel economy reporting, the conventionally-engined vehicles again display a much more serious fuel economy degradation than the other engine types. For example, at  $-12^{\circ}\text{C}$ , the conventional engines lost over 20 per cent of their  $21^{\circ}\text{C}$  fuel economy, while the other technologies lost only between 8.6 per cent and 11.6 per cent. Overall degradation is reduced slightly in all cases relative to the urban cycle, because a greater proportion of the running time occurs with the engine warm.

**WEIGHT-NORMALIZED FUEL ECONOMY**—To compare the actual fuel economies of all technologies, even though different sized automobiles are involved, fuel economies were also calculated on a ton-mile per Imperial gallon basis, removing the effect of weight. Weights chosen for each automobile were the empty curb weight as reported in Appendix A, plus 300 pounds, then dividing by 2000 to translate the result to tons. Actual fuel economy results were then multiplied by this figure to obtain weight-normalized fuel economies.

Figure 3 illustrates the average weight-normalized fuel economies of the five engine technologies at the two most important test temperatures,  $21^{\circ}\text{C}$  and  $-12^{\circ}\text{C}$ , for summer and winter.

At  $21^{\circ}\text{C}$ , the conventionally-carbureted vehicles show a fair advantage over the lean burns, (8.5 per cent), a very slight advantage over the turbo, a 5 per cent deficit to the stratified charge, and a large deficit of 57 per cent to the diesel.

At  $-12^{\circ}\text{C}$ , the conventionally-carbureted vehicles look much worse. The three advanced spark ignition engine technologies show advantages of from 4 per cent to 12 per cent. The diesel now shows an enormous advantage of 82 per cent in weight-normalized fuel economy over the conventional vehicles.

Au Canada, il est généralement admis que le circuit de ville est plus représentatif des conditions de conduite courantes (démarrage à froid, trajet maison-travail, démarrage à froid et trajet travail-maison) que le circuit combiné.

**CIRCUIT COMBINÉ**—Le tableau 2 présente les résultats des essais en circuit combiné ville-route, circuit d'usage généralisé dans les épreuves de consommation. Encore une fois, ce sont les véhicules à moteur classique qui ont donné les résultats les plus faibles. Par une température de  $-12^{\circ}\text{C}$  par exemple, ils consomment 20 p. 100 de plus qu'à  $21^{\circ}\text{C}$ , tandis que l'augmentation calculée pour les autres types de moteurs se situe entre 8,6 p. 100 et 11,6 p. 100. Dans l'ensemble, les augmentations ne sont pas aussi fortes que celles du circuit ville parce qu'une plus grande proportion des essais se déroule à moteur chaud.

**CONSUMMATION NORMALISÉE**—Pour comparer la consommation réelle des divers types de moteurs indépendamment des différences de masse des véhicules, la consommation a également été calculée en tonnes-milles/gallon impérial. Pour ce faire, on a ajouté 300 livres à la masse à vide de chaque véhicule, donnée à l'annexe A, et divisé le total par 2 000 afin d'obtenir un résultat en tonnes. La consommation réelle était ensuite multipliée par le chiffre obtenu, ce qui donnait une consommation normalisée.

La figure 3 montre les consommations normalisées moyennes des cinq types de moteurs aux deux températures les plus importantes, soit  $21^{\circ}\text{C}$  et  $-12^{\circ}\text{C}$ , les températures de l'été et de l'hiver.

À  $21^{\circ}\text{C}$ , le moteur classique surpasse nettement le moteur à mélange pauvre (de 8,6 p. 100) et très légèrement le moteur suralimenté; son rendement est toutefois un peu inférieur à celui du moteur à charge stratifiée (5 p. 100) et beaucoup moins bon que celui du diesel (57 p. 100).

À  $-12^{\circ}\text{C}$ , le moteur classique est loin de faire aussi bonne figure. Les trois moteurs perfectionnés à allumage par étincelle le dépassent de 4 p. 100 à 12 p. 100 tandis que le diesel inscrit une performance de 82 p. 100 supérieure en consommation normalisée.

Table 3—Weight—Normalized Fuel Economy with Temperature for Different Technologies

Technology	Weight—Normalized Combined			
	Fuel Economy		re Conventional	
	ton-miles/Ig			
	$21^{\circ}\text{C}$	$-12^{\circ}\text{C}$	$21^{\circ}\text{C}$	$-12^{\circ}\text{C}$
Conventional	40.67%	32.4%	100	100
Lean Burn	37.2%	33.7%	91.5%	103.9
Stratified Charge	42.8%	37.8%	105.3%	116.5
Turbo, Knock Limiter	39.9%	36.5%	98.2%	112.4
Diesel	64.0%	59.1%	157.6%	182.4

Tableau 3—Consommation normalisée de divers types de moteurs en fonction de la température ambiante.

Type de moteur	Consommation normalisée, circuit combiné			
	en t-mi/gal. imp		p/r aux moteurs classiques	
	Température ambiante			
	$21^{\circ}\text{C}$	$-12^{\circ}\text{C}$	$21^{\circ}\text{C}$	$-12^{\circ}\text{C}$
Classique	40,6	32,4	100	100
À mélange pauvre	37,2	33,7	91,5	103,9
À charge stratifiée	42,8	37,8	105,3	116,5
Suralimenté, à limiteur de cognements	19,9	36,5	98,2	112,4
Diesel	64,0	59,1	157,6	182,4



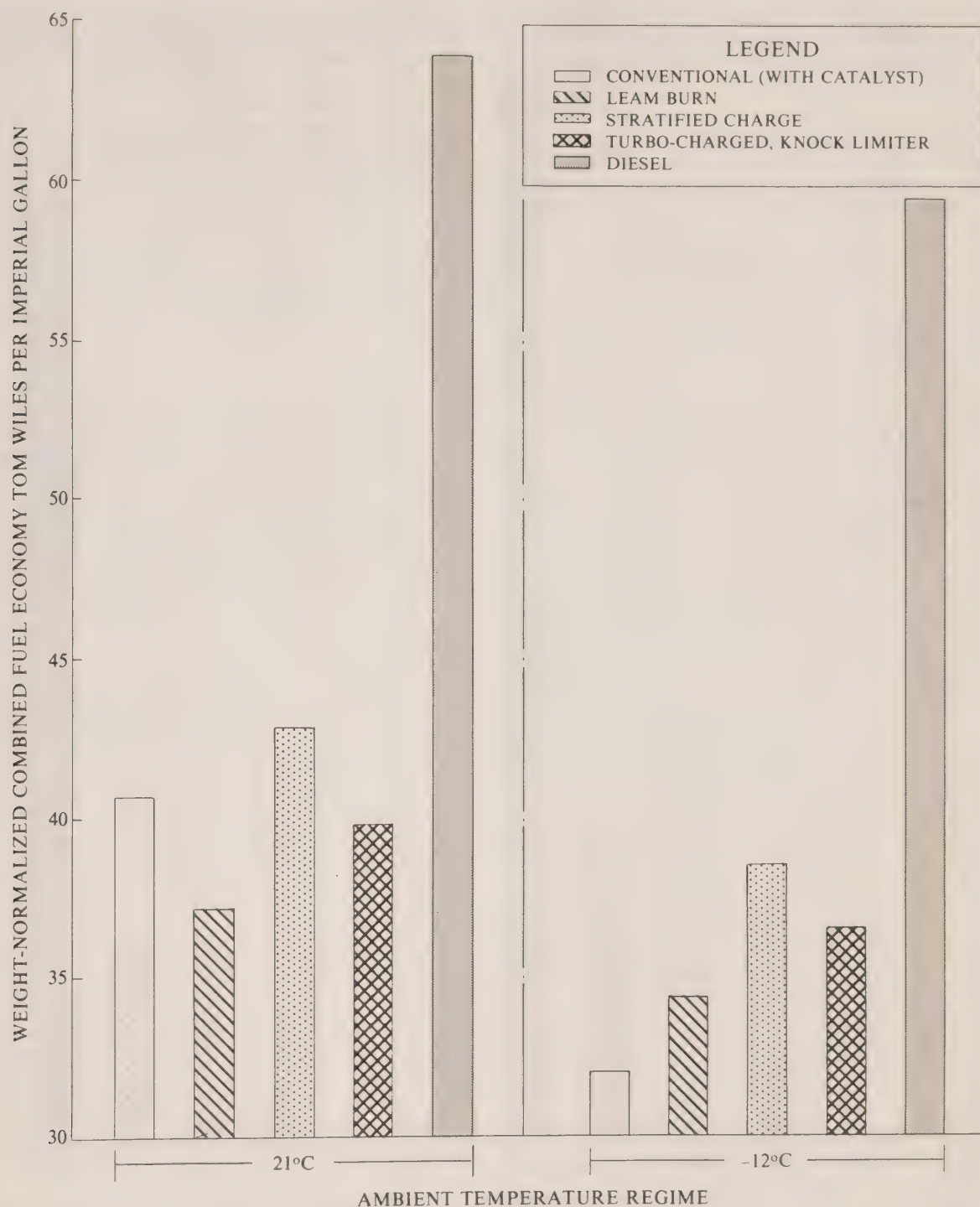


Fig. 3—Weight-normalized fuel economy at summer and winter and winter conditions, for different technologies

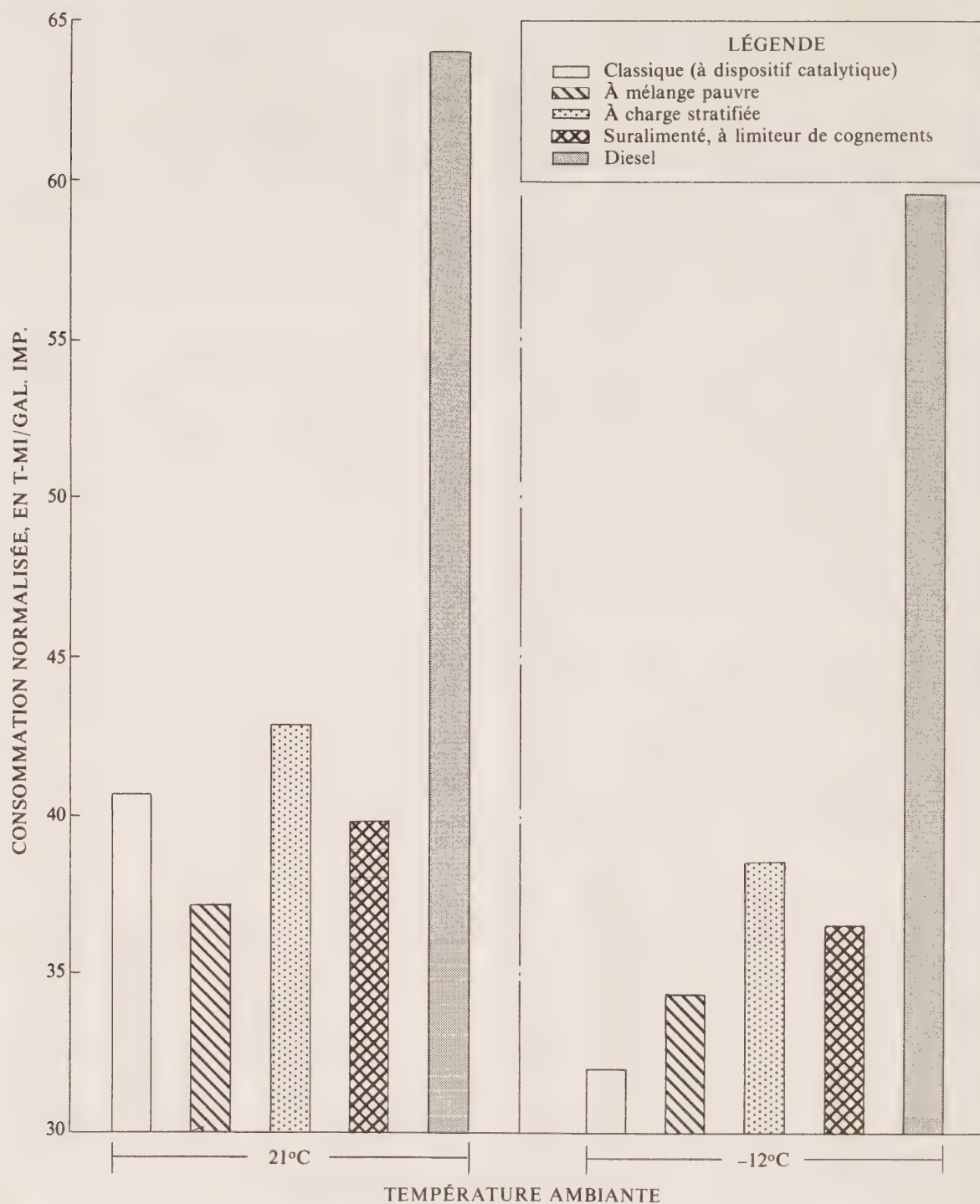


Fig. 3—Consommation normalisée de divers types de moteurs, été et hiver.

In order to place the emissions in perspective, they were related to the present-t-1985 Canadian Standards\*, levels less severe than the present U.S. ones. Vehicles met this standard at 21°C.

Tables 4 and 5 present the multiplying factor relating the average emissions for each technology to the Canadian Standard, at 4°C, -12°C and -23°C, for hydrocarbons and carbon monoxide, respectively. For hydrocarbons, with a Standard of 2.0 grams per mile, a number 5 in Table 4 means the emissions are five times the Standard, or 10 grams per mile. For carbon monoxide, with a standard of 25 grams per mile, a number 5 in Table 5 again means the emissions are five times the standard, or 100 grams per mile.

**HYDROCARBONS**—From Table 4, at the spring/fall temperature of 4°C, all the technologies except the diesel were above the Canadian Standard. At the winter temperature of -12°C, differences in spark ignition engine technology become apparent. The conventionally-carbureted, catalyst-equipped automobiles show very poor performance, with hydrocarbons over five times the Canadian Standard. The other SI engine technologies have HC emissions only twice the standard. The diesel, on the other hand, is still one gram per mile, well under the Standard.

Pour des raisons de cohérence, les taux de pollution constatés ont été comparés aux normes antipollution valides au Canada jusqu'en 1985\*, normes moins sévères que celles des États-Unis. A 21°C, les véhicules satisfaisaient à ces exigences.

Les tableaux 4 et 5 présentent le facteur de multiplication applicable aux émissions moyennes d'hydrocarbures et d'oxyde de carbone pour chaque type de moteur selon les normes canadiennes, à 4°C, à -12°C et à -23°C respectivement. Dans le cas des hydrocarbures, pour lesquels la norme est de 2,0 grammes au mille, le chiffre 5 qu'on trouve au tableau 4 signifie que les émissions étaient cinq fois plus élevées que la norme, c'est-à-dire 10 grammes au mille. Pour l'oxyde de carbone, la norme est de 25 grammes au mille et le chiffre 5 dans le Tableau 5 s'interprète de la même façon: les émissions étaient cinq fois supérieures à la norme et s'élevaient à 100 grammes au mille.

**HYDROCARBURES**—D'après le Tableau 4, à une température de 4°C (caractéristique du printemps et de l'automne), tous les types de moteurs sauf le diesel étaient plus que satisfaisants par rapport à la norme canadienne. A une température hivernale de -12°C, les moteurs à allumage par étincelle se distinguent. Le moteur à carburateur classique et à dispositif catalytique donne un très mauvais rendement puisqu'il dégage cinq fois plus d'hydrocarbures que ne le permet la norme. Les émissions d'hydrocarbures des autres moteurs à allumage par étincelle ne s'élèvent qu'au double de la norme. Le moteur diesel par contre se maintient largement en deçà de la limite fixée en n'émettant que 1 gramme au mille.

\*Canadian Emission Standards until 1985 are:  
Hydrocarbons (HC)—2.0 grams per mile  
Carbon Monoxide (CO)—25 grams per mile  
Nitrogen Oxides (NOX)—3.1 grams per mile

\* Les normes antipollution du Canada, en vigueur jusqu'en 1985, se lisent ainsi:  
Hydrocarbures (HC)-2,0 grammes au mille  
Oxyde de carbone (CO)-25 grammes au mille  
Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)-3,1 grammes au mille



**CARBON MONOXIDE**—From Table 5, at 4°C, the conventionally-carbureted vehicles and to a lesser degree, the lean burns ones have emissions above the Canadian Standard, by 2.4 and 1.7 times, respectively. The diesels, stratified charge and turbocharged, knock-limited vehicles are well within the Standard.

Table 4—Effects of Technology on Hydrocarbon Emissions with Ambient Temperature

Technology	Hydrocarbon Emission Factor i.e. Canadian Standard*		
	Ambient Temperature		
	4°C	-12°C	-23°C
Conventional	1.39	5.06	5.57
Lean Burn	1.06	1.97	3.53
Stratified Charge	1.31	2.00	4.79
Turbo, Knock Limit	1.27	2.38	4.11
Diesel	0.22	0.38	0.42

Table 5—Effects of Technology on Carbon Monoxide Emissions with Ambient Temperature

Technology	Carbon Monoxide Emission Factor re Canadian Standard*		
	Ambient Temperature		
	4°C	-12°C	-23°C
Conventional	2.42	4.39	6.18
Lean Burn	1.73	2.62	4.10
Stratified Charge	0.48	0.62	0.94
Turbo, Knock Limiter	0.62	1.29	1.61
Diesel	0.05	0.05	0.07

At -12°C, winter conditions, the conventional catalyst-equipped vehicles emit a very high 4.4 times the CO Standard, the lean burns a lesser but still significant 2.6 times the Standard, and the turbocharged, knock-limited vehicle is slightly over the Standard. The stratified charge vehicle is still well within the Standard, and the diesel has effectively no CO emissions, even at this very low temperature.

**NITROGEN OXIDES**—With reference to Appendix D, nitrogen oxide emissions are well within the Canadian Standard of 3.1 grams per mile, even at low temperatures. In general, there does not seem to be a strong correlation between NOX emissions and temperature, with the exceptions of the stratified charge vehicle, where decreasing temperatures show continually decreasing NOX, and the turbocharged, knock-limited vehicle, where decreasing temperatures give continually increasing NOX.

**OXYDE DE CARBONE**—D'après le Tableau 5, à 4°C, les véhicules à carburateur classique et dans une moindre mesure, le moteur à mélange pauvre excèdent la norme canadienne par des facteurs de 2,4 et 1,7 respectivement. Les diesels, les moteurs à charge stratifiée, les moteurs suralimenté à limiteur de cognements restent tous bien en deçà de cette norme.

Tableau 4—Émissions d'hydrocarbures de divers types de moteurs en fonction de la température ambiante.

Type de moteur	Facteur d'émission d'hydrocarbures, norme canadienne*		
	Température ambiante		
	4°C	-12°C	-23°C
Classique	1,39	5,06	5,57
À mélange pauvre	1,06	1,97	3,53
À charge stratifiée	1,31	2,00	4,79
Suralimenté, à limiteur de cognements	1,27	2,38	4,11
Diesel	0,22	0,38	0,42

Tableau 5—Émissions de CO de divers types de moteurs en fonction de la température ambiante.

Type de moteur	Facteur d'émission d'oxyde de carbone, norme canadienne*		
	Température ambiante		
	4°C	-12°C	-23°C
Classique	2,42	4,39	6,18
À mélange pauvre	1,73	2,62	4,10
À charge stratifiée	0,48	0,62	0,94
Suralimenté, à limiteur de cognements	0,62	1,29	1,61
Diesel	0,05	0,05	0,07

Par une température de -12°C, le moteur classique à dispositif catalytique dépasse largement la norme en dégageant 4,4 fois plus de CO qu'il n'est permis. Le moteur à mélange pauvre, bien que moins polluant, laisse encore échapper 2,6 fois trop de CO et le moteur suralimenté à limiteur de cognements dépasse lui aussi légèrement la norme. Les véhicules à charge stratifiée satisfont à la norme et les diesels ne dégagent aucun CO, même par une température aussi basse.

**OXYDES D'AZOTE**—D'après les données de l'annexe D, les émissions d'oxydes d'azote restent bien en deçà de la norme canadienne de 3,1 grammes au mille, même par temps froid. En général, il ne semble pas exister de corrélations étroites entre les émissions de NO<sub>x</sub> et la température, sauf dans le cas du moteur à charge stratifiée pour lequel la baisse de la température entraîne une chute constante du taux de NO<sub>x</sub>, et dans celui du moteur suralimenté à limiteur de cognements, qui réagit inversement par une hausse du taux de NO<sub>x</sub> proportionnelle à la baisse de la température.

**GENERAL**—Although all SI technologies showed similar hydrocarbon and carbon monoxide emissions at the warm 21°C temperature, the fact that the conventionally-carbureted, catalyst-equipped vehicles gave much higher emissions than the other technologies would indicate that the oxidation catalyst is not lighting off early enough, and the incomplete combustion at the colder temperatures from this relatively less-advanced combustion engine technology results in poorer fuel economy, at the same time.

#### COMPARISONS OF SIMILAR MODELS WITH DIFFERENT TECHNOLOGY

Specific comparisons can be made in two instances between similar vehicles using different engine technology.

**LEAN BURN AND CONVENTIONAL** — From reference (2), two lean burn (LB-4 and LB-5) vehicles and two conventionally-carbureted, catalyst-equipped (C-5 and C-6) vehicles of similar size, equipment and model year (1976), were tested at 21°C and -12°C.

At the higher temperature, (21°C), the conventional vehicles showed a combined fuel economy advantage of 9%, while at -12°C the positions were reversed, with the lean burns having a 14% fuel economy advantage.

Overall, there would be little to choose between the two vehicles in terms of fuel economy, but the accepted advertised economies measured between 20°C and 30°C would give the impression that the conventional vehicles would have a large advantage.

**TURBOCHARGED, KNOCK—LIMITED AND CONVENTIONAL**—Two similarly-equipped V-6 automobiles from the same manufacturer were tested. The first, TK-1, had a turbocharged engine with special knock sensor, the second C-1, was its conventionally-carbureted, catalyst-equipped forbear.

Fuel economy results for these two vehicles at the four test temperatures are shown in Table 6.

At summer temperatures, the conventional vehicle had a large advantage of 13.8%.

At spring/fall temperatures of 4°C, the fuel economies were effectively equal.

At the lower winter temperatures, the turbocharged version shows an increasing fuel economy advantage with decreasing temperature.

**CANADIAN AMBIENT TEMPERATURES** — Table 7 shows the monthly mean temperatures for a representative seven of Canada's major cities.

Winter means range from the cold western temperatures of -20°C and 18°C for Edmonton and Winnipeg, to "average" cold temperatures for Ottawa and Quebec City, to water-moderated milder temperatures for Halifax and Vancouver.

Average spring temperatures appear to be between 3°C and 5°C for most regions in Canada.

**GÉNÉRALITÉS**—Bien que tous les moteurs à allumage par étincelle produisent, à 21°C, des émissions d'hydrocarbures et d'oxyde de carbone similaires, le moteur à carburateur classique est beaucoup plus polluant que les autres. Ce fait semble indiquer que le catalyseur d'oxydation ne se met pas en marche assez tôt et que pour ce moteur moins perfectionné, la combustion incomplète à basse température accroît la consommation en conséquence.

#### COMPARAISON—MODÈLES SEMBLABLES AVEC MOTEURS DIFFÉRENTS

Nous sommes en mesure d'établir deux comparaisons spécifiques entre des véhicules similaires équipés de moteurs différents.

**MOTEUR À MÉLANGE PAUVRE ET MOTEUR CLASSIQUE**—Selon l'ouvrage de référence (2), deux des véhicules à mélange pauvre (LB-4 et LB-5) et deux des véhicules à carburateur classique et dispositif catalytique (C-5 et C-6) de mêmes dimensions, de la même année (1976) et identiquement équipés, ont été mis à l'essai à 21 °C et -12 °C.

Par temps chaud (21 °C), les véhicules classiques ont présenté, sur circuit combiné, une consommation de 9 % supérieure à celle des véhicules à mélange pauvre. À -12 °C toutefois, l'inverse se produit et le rendement des moteurs à mélange pauvre excède de 14 % celui des moteurs classiques.

Tout bien considéré, les deux types de moteurs s'équivalent quant à la consommation, même si la publicité qui utilise les résultats d'essais de consommation effectués à 20 °C et à 30 °C peut laisser croire que les véhicules classiques sont nettement plus économiques.

**MOTEUR SURALIMENTÉ, À LIMITEUR DE COGNEMENTS, ET MOTEUR CLASSIQUE**—Pour cette comparaison, deux automobiles V-6 de même marque et semblablement équipées ont été essayées. La première, le véhicule TK-1, avait un moteur suralimenté muni d'un limiteur de cognements; sa contrepartie, le véhicule C-1, était équipée d'un moteur à carburateur classique.

Les résultats des essais de consommation de ces deux véhicules figurent au tableau 6.

Par temps chaud, le moteur classique s'est révélé de 13,8 % supérieur au moteur suralimenté.

Tandis qu'aux températures correspondant à celles du printemps et de l'automne, les consommations se valent.

Par temps froid, le moteur suralimenté présente un avantage qui ne fait que croître avec la baisse de la température.

**TEMPÉRATURES AMBIANTES AU CANADA**—Le tableau 7 présente les températures moyennes de sept grandes villes canadiennes considérées comme représentatives.

Les moyennes hivernales s'étalent des froids caractéristiques de l'Ouest (-20 °C et -18 °C pour Edmonton et Winnipeg) aux températures maritimes, plus clémentes, de Halifax et de Vancouver, en passant par le «froid moyen» qui règne à Ottawa et à Québec.

Les températures s'établissent au printemps entre 3 °C et 6 °C dans la plupart des régions du pays.

Average summer temperatures seem to be slightly less than the 20°C to 30°C specified in the Federal Register (5).

Et restent, en été, légèrement inférieures aux moyennes de 20 °C à 30 °C adoptées dans les études du Federal Register (5).

Table 6—Fuel Economy Comparison of Conventional and Turbocharged V6 Automobiles, with Temperature

Vehicle	Fuel Economy, mpg			
	Ambient Temperature			
	21°C	4°C	-12°C	-23°C
Conventional, (C-1)	22.65	19.61	16.42	13.80
Turbo-charged, (TK-1)	19.52	19.27	17.26	15.26
Economy Advantage for Conventional	13.8%	1.7%	-5.1%	-10.6%

Tableau 6—Comparaison des consommations, moteurs V-6 classique et suralimenté, en fonction de la température.

Véhicule	Consommation en mi/gal. imp.			
	Température ambiante			
	21°C	4°C	-12°C	-23°C
Classique (C-1)	22,65	19,61	16,42	13,80
Suralimenté (TK-1)	19,52	19,27	17,26	15,26
Supériorité du moteur classique, en %	13,8%	1,7%	-5,1%	-10,6%

Table 7—Monthly Mean Temperatures for Selected Canadian Cities

City	Mean Temperature, °C		
	January	April	July
Ottawa	-11	6	19
Toronto	-7	6	21
Winnipeg	-18	3	20
Edmonton	-20	3	17
Vancouver	-1	9	17
Quebec	-12	3	19
Halifax	-5	3	17

Tableau 7—Températures mensuelles moyennes de villes canadiennes représentatives

Ville	Température moyenne, en °C		
	Janvier	Avril	Juillet
Ottawa	-11	6	19
Toronto	-7	6	21
Winnipeg	-18	3	20
Edmonton	-20	3	17
Vancouver	-1	9	17
Québec	-12	3	19
Halifax	-5	3	17

Thus the test temperatures do represent quite accurately Canadian driving ambients, with winter at -12°C, spring/fall at 4°C and summer and test standard at 21°C. Severe winter conditions are represented by -23°C.

Les températures choisies pour nos essais, -12 °C pour l'hiver, 4 °C pour le printemps et l'automne et 21 °C (température d'essai standard) pour l'été, reflètent donc assez fidèlement les conditions dans lesquelles les Canadiens conduisent leurs voitures. Et pour tenir compte de la rigueur de certains hivers, on a aussi procédé à des essais à -23 °C.

## CONCLUSIONS

1. Because of its enormous fuel economy superiority, more so on a weight-normalized basis the diesel deserves serious consideration as a major means of lessening Canada's dependence on imported oil for its transportation system, and specifically for the automobile.

2. The advantage of the diesel is heightened by the fact that its fuel economy degrades significantly less than conventional carbureted engines over the range of temperatures found in Canada. That both its hydrocarbons and carbons monoxide emissions remain within the Canadian standard, even at winter temperatures, is a further benefit.

## CONCLUSIONS

1. Étant donné sa consommation beaucoup plus faible que celle des autres moteurs, avantage que fait encore mieux ressortir la normalisation éliminant le facteur masse du véhicule, le moteur diesel mérite d'être sérieusement envisagé. Il permettrait sans doute au pays de réduire la dépendance de ses transports et en particulier de sa flotte automobile vis-à-vis du pétrole importé.

2. La supériorité du diesel est d'autant plus marquée que sa consommation est moins touchée que celle des moteurs classiques par les variations de la température. Le moteur diesel satisfait en outre amplement aux normes antipollution, ses émissions d'hydrocarbures et d'oxyde de carbone restant, même par temps froid, bien inférieures aux limites permises.



3. The stratified charge engine of the CVCC type offers similar but much less dramatic benefits for Canadian conditions. It does also offer the additional potential refining energy gain of being capable of using regular leaded gasoline.

4. The turbocharged, knock-limiter version of the V-6 offers improved emissions and equal or better fuel economy over the temperature range than its conventionally carbureted forbear, although the latter seemingly offers large fuel economy benefits according to present legislated test temperatures of 20°C to 30°C.

5. Lean burn engined-automobiles operate at a fuel economy disadvantage at "summer" test temperatures, but show significantly less degradation than conventionally-carbureted, catalyst-equipped vehicles as the temperature falls to common Canadian levels. This system also has the potential advantages in Canada of using leaded gasoline and increasing compression ratio to gain two further energy system savings.

6. Nitrogen oxide emissions are effectively independent of temperature, for all technologies.

7. That Canadian Emissions Standards are now held at their 1975 level until 1985 offers car-makers the potential and flexibility to supply a greater number of any of a variety of advanced engine or carburetion control systems now available in the marketplace, all of which offer significant benefits to Canada in terms of real fuel economy and emissions, when compared to conventionally-carbureted, catalyst-equipped automobiles.

#### ACKNOWLEDGEMENTS

The author wishes to acknowledge the excellent work of the Oakville Research Centre, Shell Canada Limited, and particularly Mr. L. Grinberg, in carrying out the required experimental trials on which this paper is based.

#### REFERENCES

1. A. C. S. Hayden, "Automobile Fuel Economy", Proceedings of Mini-Symposium on Fossil Fuels, Canadian Institute of Energy, Toronto, Canada, April, 1978.
2. L. Grinsberg, "Fuel Economy and Other Characteristics of Automobiles Equipped with Catalytic Converters versus Lean Burn Carburetion Systems", Shell Canada ORC Report No. 76/010 for Energy, Mines and Resources Canada, Aug., 1976.
3. L. Grinsberg, "Fuel Economy and Other Characteristics of Five 1977 Model Automobiles", Shell Canada Report No. 77/005 for Energy, Mines and Resources Canada, July, 1977.
4. L. Grinberg, "Study of the Relative Fuel Efficiencies under Canadian Climatic Conditions of Automobiles with Advanced Engine Designs", Phase III, Shell Canada Report No. 78/007 for Energy, Mines and Resources Canada, August 1978.
5. Federal Register, Vol. 37, No. 221, Part II, Environmental Protection Agency, Washington.

3. Le moteur à charge stratifiée du type à chambre de combustion à turbulence contrôlée possède des avantages similaires, mais à un degré moindre, en climat canadien. Il peut en outre fonctionner à l'essence ordinaire avec plomb, ce qui représente une économie d'énergie supplémentaire.

4. Le V-6, en version suralimentée à limiteur de cognements, a une consommation égale ou inférieure à celle de sa contrepartie classique à toutes les températures pertinentes, même si le second donne un meilleur rendement aux températures d'essai standard de 20 °C et de 30 °C. Le moteur suralimenté est par ailleurs moins polluant que le moteur classique.

5. Quant au moteur à mélange pauvre, si sa consommation aux températures estivales est mauvaise, elle se compare fort avantageusement par temps froid à celle du moteur à carburateur classique et dispositif catalytique. Ajoutons que ce moteur se contente d'essence ordinaire avec plomb, ce qui, allié à un taux de compression plus élevé, peut accroître encore plus l'économie d'énergie.

6. Les variations de la température n'influent aucunement sur les émissions d'oxydes d'azote.

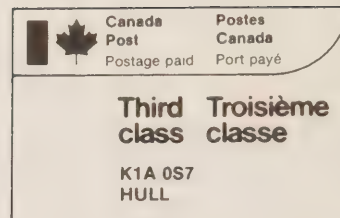
7. Le maintien, d'ici à 1985, des normes antipollution du Canada fixées en 1975 est une excellente mesure. En effet, les fabricants d'automobiles peuvent ainsi continuer de produire une vaste gamme de moteurs perfectionnés et de dispositifs de carburation présentant tous certains avantages par rapport aux véhicules à carburateur classique et catalyseur en ce qui a trait à l'économie de carburant et au contrôle de la pollution en climat canadien.

#### REMERCIEMENTS

L'auteur tient à souligner l'excellent travail du Centre de recherche de Shell Canada ltée à Oakville où les essais dont il est fait état ici ont été effectués. Ces remerciements s'adressent tout particulièrement à M. L. Frinberg.

#### RÉFÉRENCES

1. A.C.S. Hayden, «Automobile Fuel Company», Proceedings of Mini-Symposium on Fossil Fuels, Canadian Institute of Energy, Toronto, Canada, avril 1978.
2. L. Grinberg, «Fuel Economy and Other Characteristics of Automobiles Equipped with Catalytic Converters versus Lean Burn Carburetion Systems», Shell Canada ORC Report No. 76/010, pour le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources du Canada, août 1976.
3. L. Grinberg, «Fuel Economy and Other Characteristics of Five 1977 Model Automobiles», Shell Canada Report No. 77/005, pour le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources du Canada, juillet 1977.
4. L. Grinberg, «Study of the Relative Fuel Efficiencies under Canadian Climatic Conditions of Automobiles with Advanced Engine Designs», Phase III, Shell Canada Report No. 78/007, pour le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources du Canada, août 1978.
5. Federal Register, Vol. 37, No. 221, Part II, Environmental Protection Agency, Washington.



*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Printing Office,  
Supply and Services Canada,  
45 Sacré-Coeur Boulevard,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à*  
Imprimerie du gouvernement canadien.  
Approvisionnement et Services Canada,  
45, boulevard Sacré-Coeur,  
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

---

## WITNESSES—TÉMOINS

*From Co-generation Associates Limited:*

On Co-generation:

Mr. A. Juchymenko, President.

*From Friends of the Earth:*

On Alternative Energy:

Mr. Ralph Torrie, Researcher;

Mr. J. Robinson, Researcher;

Mrs. Hélène Lajambe, Researcher.

*De Co-generation Associates Limited:*

Cogénération:

M. A. Juchymenko, président.

*Des Amis de la Terre:*

Énergie de remplacement:

M. Ralph Torrie, chercheur;

M. J. Robinson, chercheur;

M<sup>me</sup> Hélène Lajambe, chercheur.

528

